

ii. B-格納容器スプレイポンプ（自己冷却）による原子炉格納容器内へのスプレイ

B-格納容器スプレイポンプ（自己冷却）による原子炉格納容器内へのスプレイで使用する設備は以下のとおり。

- ・ B-格納容器スプレイポンプ
- ・ 可搬型ホース
- ・ 燃料取替用水ピット
- ・ B-格納容器スプレイ冷却器
- ・ 非常用炉心冷却設備 配管・弁
- ・ 原子炉格納容器スプレイ設備 配管・弁
- ・ スプレイノズル
- ・ スプレイリング
- ・ 原子炉格納容器
- ・ 原子炉補機冷却設備（原子炉補機冷却水設備）配管・弁
- ・ 常設代替交流電源設備

iii. ディーゼル駆動消火ポンプによる原子炉格納容器内へのスプレイ

ディーゼル駆動消火ポンプによる原子炉格納容器内へのスプレイで使用する設備は以下のとおり。

- ・ ディーゼル駆動消火ポンプ
- ・ ろ過水タンク
- ・ 可搬型ホース
- ・ 火災防護設備（消火栓設備）配管・弁
- ・ 給水処理設備 配管・弁
- ・ 原子炉格納容器スプレイ設備 配管・弁

- ・ スプレイノズル
- ・ スプレイリング
- ・ 原子炉格納容器
- ・ 常設代替交流電源設備

iv. 海水を用いた可搬型大型送水ポンプ車による原子炉格納容器内へのスプレイ

海水を用いた可搬型大型送水ポンプ車による原子炉格納容器内へのスプレイで使用する設備は以下のとおり。

- ・ 可搬型大型送水ポンプ車
- ・ 可搬型ホース・接続口
- ・ ホース延長・回収車（送水車用）
- ・ 非常用炉心冷却設備 配管・弁
- ・ 原子炉格納容器スプレイ設備 配管・弁
- ・ スプレイノズル
- ・ スプレイリング
- ・ 原子炉格納容器
- ・ 非常用取水設備
- ・ 常設代替交流電源設備
- ・ 燃料補給設備

v. 代替給水ピットを水源とした可搬型大型送水ポンプ車による原子炉格納容器内へのスプレイ

代替給水ピットを水源とした可搬型大型送水ポンプ車による代替格納容器スプレイで使用する設備は以下のとおり。

- ・ 可搬型大型送水ポンプ車
- ・ 可搬型ホース・接続口

- ・ホース延長・回収車（送水車用）
- ・代替給水ピット
- ・非常用炉心冷却設備 配管・弁
- ・原子炉格納容器スプレイ設備 配管・弁
- ・スプレイノズル
- ・スプレイリング
- ・原子炉格納容器
- ・常設代替交流電源設備
- ・燃料補給設備

vi. 原水槽を水源とした可搬型大型送水ポンプ車による原子炉格納容器内へのスプレイ

原水槽を水源とした可搬型大型送水ポンプ車による原子炉格納容器内へのスプレイで使用する設備は以下のとおり。

- ・可搬型大型送水ポンプ車
- ・可搬型ホース・接続口
- ・ホース延長・回収車（送水車用）
- ・原水槽
- ・2次系純水タンク
- ・ろ過水タンク
- ・非常用炉心冷却設備 配管・弁
- ・原子炉格納容器スプレイ設備 配管・弁
- ・給水処理設備 配管・弁
- ・スプレイノズル
- ・スプレイリング
- ・原子炉格納容器

- ・常設代替交流電源設備
- ・燃料補給設備

(c) 重大事故等対処設備と自主対策設備

格納容器内自然対流冷却で使用する設備のうち、可搬型大型送水ポンプ車、可搬型ホース・接続口、ホース延長・回収車（送水車用）、C、D－格納容器再循環ユニット、原子炉補機冷却設備（原子炉補機冷却水設備）配管・弁、原子炉格納容器、非常用取水設備、可搬型温度計測装置（格納容器再循環ユニット入口温度／出口温度）、常設代替交流電源設備及び燃料補給設備は重大事故等対処設備として位置付ける。

代替格納容器スプレイで使用する設備のうち、代替格納容器スプレイポンプ、燃料取替用水ピット、補助給水ピット、非常用炉心冷却設備配管・弁、2次冷却設備（補助給水設備）配管・弁、原子炉格納容器スプレイ設備配管・弁、スプレイノズル、スプレイリング、原子炉格納容器、常設代替交流電源設備、可搬型代替交流電源設備及び代替所内電気設備は重大事故等対処設備として位置付ける。

これらの選定した設備は、「審査基準」及び「基準規則」に要求される設備がすべて網羅されている。

（添付資料 1.7.2）

以上の重大事故等対処設備により、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させることができる。また、以下の設備はプラント状況によっては事故対応に有効な設備であるため、自主対策設備として位置付ける。あわせて、その理由を示す。

- ・ B ー格納容器スプレイポンプ，燃料取替用水ピット

重大事故等対処設備である代替格納容器スプレイポンプのバックアップであり，運転不能を判断してからの準備となるため系統構成に時間を要するが，流量が大きく高い冷却効果が見込めることから，原子炉格納容器内を冷却する手段として有効である。

- ・ ディーゼル駆動消火ポンプ，ろ過水タンク

消火を目的として配備しているが，火災が発生していなければ原子炉格納容器内を冷却する手段として有効である。

- ・ 可搬型大型送水ポンプ車，代替給水ピット，原水槽，2次系純水タンク，ろ過水タンク

可搬型ホース等の運搬及び接続作業に時間を要するため，常設設備と比べて短時間での確実な注水を担保することは困難であるが，格納容器スプレイの代替手段であり，長期的な事故収束手段として有効である。

c. 手順等

上記「a. 原子炉格納容器の過圧破損防止のための対応手段及び設備（交流動力電源及び原子炉補機冷却機能健全時）」及び「b. 原子炉格納容器の過圧破損防止のための対応手段及び設備（全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能喪失時）」により選定した対応手段に係る手順を整備する。

これらの手順は，発電課長（当直），運転員及び災害対策要員の対応として，炉心の著しい損傷が発生した場合の対応手順書等に定める（第 1.7.1 表）。

また，重大事故等時に監視が必要となる計器及び給電が必要とな

る設備についても整理する（第 1.7.2 表，第 1.7.3 表）。

（添付資料 1.7.2）

1.7.2 重大事故等時の手順

1.7.2.1 原子炉格納容器の過圧破損防止のための対応手順（交流動力電源及び原子炉補機冷却機能健全時）

(1) 格納容器スプレイ

炉心の著しい損傷が発生した場合において，格納容器スプレイにより，原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させることで原子炉格納容器の過圧破損を防止する。

a. 格納容器スプレイポンプによる原子炉格納容器内へのスプレイ

(a) 手順着手の判断基準

炉心損傷を判断した場合^{※1}において，原子炉格納容器圧力が格納容器スプレイ作動設定値（0.127MPa[gage]）以上，かつ，格納容器スプレイポンプが起動していない場合に，原子炉格納容器内へスプレイするために必要な燃料取替用水ピットの水位が確保されている場合。

※1 炉心出口温度が 350℃以上及び格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）の指示値が 1×10^5 mSv/h 以上の場合。

(b) 操作手順

格納容器スプレイポンプによる原子炉格納容器内へのスプレイ手順の概要は以下のとおり。概要図を第 1.7.1 図に示す。

- ① 発電課長（当直）は，手順着手の判断基準に基づき，運転員に格納容器スプレイポンプの起動を指示する。

- ② 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室で格納容器スプレイポンプを起動する。
- ③ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室で原子炉格納容器内へのスプレイが開始されたことを格納容器スプレイ流量, 原子炉格納容器内の圧力及び温度の低下により確認し, 発電課長（当直）に報告する。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、運転員（中央制御室）1名にて操作を実施する。操作器による遠隔操作であるため、速やかに対応できる。

格納容器スプレイについては、原子炉格納容器圧力が格納容器スプレイ作動設定値（0.127MPa[gage]）以上にて動作することから原子炉格納容器内にスプレイされていることを確認する。また、格納容器スプレイが動作していない場合は、原子炉格納容器内へのスプレイを実施する。ただし、格納容器内自然対流冷却により原子炉格納容器内の冷却が行われている場合は実施しない。また、水素濃度は、可搬型格納容器内水素濃度計測ユニットで計測される水素濃度（ドライ）により継続的に監視を行う運用としており、測定による水素濃度が8 vol%（ドライ）未満であれば減圧を継続する。

原子炉格納容器内の冷却を目的とした原子炉格納容器内へのスプレイを行う場合は、原子炉格納容器内への注水量の制限があることから、原子炉格納容器内へスプレイを行っている際に、格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却に影響しない上限の高さまで注水されたことを確認すれば原子炉格納容器内へのスプレイを停止し格納容器内自然対流冷却のみの冷

却とする。

(添付資料 1.7.9)

(2) 格納容器内自然対流冷却

炉心の著しい損傷が発生した場合において、格納容器内自然対流冷却により、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させることで原子炉格納容器の過圧破損を防止する。

a. C, D-格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却

(a) 手順着手の判断基準

炉心損傷を判断した場合^{※1}において、原子炉格納容器圧力が格納容器スプレイ作動設定値(0.127MPa[gage])以上の場合に、格納容器スプレイポンプの故障等により原子炉格納容器内へのスプレイを格納容器スプレイ流量等にて確認できない場合。

※1 炉心出口温度が 350℃以上及び格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）の指示値が 1×10^5 mSv/h 以上の場合。

(b) 操作手順

C, D-格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却手順の概要は以下のとおり。手順内の可搬型格納容器内水素濃度計測ユニットによる原子炉格納容器内水素濃度監視操作手順は「1.9 水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための手順等」のうち 1.9.2.1(2)「原子炉格納容器内の水素濃度の監視」にて整備する。概要図を第 1.7.2 図に、タイムチャートを第 1.7.3 図に示す。

① 発電課長（当直）は、手順着手の判断基準に基づき、運

転員にC, D-格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却の準備開始を指示する。

- ② 運転員（中央制御室）A及び運転員（現場）Bは、中央制御室及び現場で原子炉補機冷却水系を加圧するための系統構成を行う。
- ③ 運転員（現場）Bは、原子炉補機冷却水系の沸騰を防止するため、現場で原子炉補機冷却水サージタンク加圧用可搬型窒素ガスポンベにより原子炉補機冷却水サージタンクを0.28MPa[gage]まで加圧操作を実施し、発電課長（当直）に報告する。窒素供給装置で加圧する場合は、中央制御室より行う。
- ④ 発電課長（当直）は、中央制御室で格納容器再循環ユニットの冷却水の温度監視を指示する。中央制御室での温度監視ができない場合は、運転員に可搬型温度計測装置（格納容器再循環ユニット入口温度／出口温度）の取付けを指示する。
- ⑤ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室でC, D-格納容器再循環ユニットへ原子炉補機冷却水を通水するための系統構成を行う。
- ⑥ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室でC, D-格納容器再循環ユニット冷却水出口弁の開操作により原子炉補機冷却水を通水し、C, D-格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却準備完了を発電課長（当直）に報告する。

なお、電源がない場合は、現場にてC, D-格納容器再

循環ユニット冷却水出口弁を手動で開操作する。

- ⑦ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室でC、D一格納容器再循環ユニットのダクト開放機構が動作すれば、格納容器内自然対流冷却が開始され、原子炉格納容器内圧力及び温度の低下により原子炉格納容器内が冷却状態にあることを継続して確認する。
- ⑧ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室で原子炉格納容器圧力が最高使用圧力から0.05MPa低下したことを確認すれば、C、D一格納容器再循環ユニット冷却水入口弁を閉操作し、原子炉補機冷却水の通水を停止する。なお、電源がない場合は、現場にてC、D一格納容器再循環ユニット冷却水入口弁を手動で閉操作する。ただし、水素濃度は、可搬型格納容器内水素濃度計測ユニットで計測される水素濃度（ドライ）により継続的に監視を行い、測定による水素濃度が8 vol%（ドライ）未満であれば減圧を継続する。
- ⑨ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室でC、D一格納容器再循環ユニット冷却水出入口温度差、原子炉格納容器圧力及び温度の低下等により、原子炉格納容器内が冷却状態であることを継続して確認する。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、運転員（中央制御室）1名及び運転員（現場）1名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してからC、D一格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却開始まで65分以内で可能である。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具、照明

及び通信連絡設備を整備する。操作に係る移動経路及び操作場所に高線量の区域はない。また、室温は通常運転時と同程度である。

(添付資料 1.7.4, 1.7.5, 1.7.8)

(3) 代替格納容器スプレイ

炉心の著しい損傷が発生した場合において、代替格納容器スプレイにより、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させることで原子炉格納容器の過圧破損を防止する。

a. 代替格納容器スプレイポンプによる原子炉格納容器内へのスプレイ

炉心の著しい損傷が発生した場合において、原子炉格納容器の圧力及び温度を低下させるために、代替格納容器スプレイポンプにより燃料取替用水ピット水を原子炉格納容器内にスプレイする。

代替格納容器スプレイポンプの水源として、燃料取替用水ピットが使用できない場合は、補助給水ピットを使用する。

炉心損傷後に代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水（落下遅延・防止）を実施していた場合に、原子炉格納容器内へのスプレイが必要と判断すれば、代替格納容器スプレイポンプの注水先を原子炉容器から原子炉格納容器へ切り替え、原子炉格納容器内へのスプレイを行う。

(a) 手順着手の判断基準

炉心損傷を判断した場合^{*1}において、原子炉格納容器圧力が最高使用圧力（0.283MPa[gage]）以上の場合に、格納容器スプレイポンプの故障等により原子炉格納容器へのスプレイを格納容器スプレイ流量等にて確認できない場合及び格納容器内自然

対流冷却により原子炉格納容器圧力が低下しない場合に、原子炉格納容器内へスプレイするために必要な燃料取替用水ピット等の水位が確保されている場合。

※1 炉心出口温度が 350℃以上及び格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）の指示値が 1×10^5 mSv/h 以上の場合。

(b) 操作手順

代替格納容器スプレイの操作手順は、「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」のうち、1.6.2.2(1) b. (a)「代替格納容器スプレイポンプによる原子炉格納容器内へのスプレイ」の操作手順と同様である。

なお、操作に係る移動経路及び操作場所に高線量の区域はない。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、運転員（中央制御室）1名、運転員（現場）2名及び災害対策要員1名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから代替格納容器スプレイポンプによる原子炉格納容器内へのスプレイ開始まで30分以内で可能である。

b. 電動機駆動消火ポンプ又はディーゼル駆動消火ポンプによる原子炉格納容器内へのスプレイ

炉心の著しい損傷が発生した場合において、代替格納容器スプレイポンプによる原子炉格納容器内へのスプレイができない場合、常用設備である電動機駆動消火ポンプ又はディーゼル駆動消火ポンプよりろ過水タンク水を原子炉格納容器内にスプレイする。

使用に際して、重大事故等対処に悪影響を与える火災が発生し

ていないことを確認して使用する。

(a) 手順着手の判断基準

炉心損傷を判断した場合^{※1}において、代替格納容器スプレイポンプの故障等により原子炉格納容器内へのスプレイが代替格納容器スプレイポンプ出口積算流量にて確認できない場合に、原子炉格納容器内へスプレイするために必要なる過水タンクの水水位が確保されており、重大事故等対処に悪影響を与える火災が発生しておらず、消火用として消火ポンプの必要がない場合。

※1 炉心出口温度が 350℃以上及び格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）の指示値が 1×10^5 mSv/h 以上の場合。

(b) 操作手順

電動機駆動消火ポンプ又はディーゼル駆動消火ポンプによる原子炉格納容器内へのスプレイの操作手順は、「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」のうち、1.6.2.2(1) b. (b) 「電動機駆動消火ポンプ又はディーゼル駆動消火ポンプによる原子炉格納容器内へのスプレイ」の操作手順と同様である。

なお、操作に係る移動経路及び操作場所に高線量の区域はない。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、運転員（中央制御室）1名及び運転員（現場）2名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから電動機駆動消火ポンプ又はディーゼル駆動消火ポンプによる原子炉格納容器内へのスプレイ開始まで35分以内で可能である。

c. 海水を用いた可搬型大型送水ポンプ車による原子炉格納容器内

へのスプレー

炉心の著しい損傷が発生した場合において、電動機駆動消火ポンプ及びディーゼル駆動消火ポンプの故障等により、原子炉格納容器内へのスプレーが AM 用消火水積算流量にて確認できない場合、可搬型大型送水ポンプ車により海水を原子炉格納容器内にスプレーする。

(a) 手順着手の判断基準

炉心損傷を判断した場合^{※1}において、代替格納容器スプレーポンプの故障等により原子炉格納容器内へのスプレーを代替格納容器スプレーポンプ出口積算流量にて確認できない場合。

※1 炉心出口温度が 350℃以上及び格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）の指示値が $1 \times 10^5 \text{mSv/h}$ 以上の場合。

(b) 操作手順

海水を用いた可搬型大型送水ポンプ車による原子炉格納容器内へのスプレーの操作手順は、「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」のうち、1.6.2.2(1) b. (c)「海水を用いた可搬型大型送水ポンプ車による原子炉格納容器内へのスプレー」の操作手順と同様である。

なお、操作に係る移動経路及び操作場所に高線量の区域はない。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、運転員（中央制御室）1名、運転員（現場）2名及び災害対策要員6名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから海水を用いた可搬型大型送水ポンプ車による原

子炉格納容器内へのスプレイ開始まで 225 分以内で可能である。

d. 代替給水ピットを水源とした可搬型大型送水ポンプ車による原子炉格納容器内へのスプレイ

炉心の著しい損傷が発生した場合において、電動機駆動消火ポンプ及びディーゼル駆動消火ポンプの故障等により原子炉格納容器へのスプレイが AM 用消火水積算流量にて確認できない場合、可搬型大型送水ポンプ車により代替給水ピットから原子炉格納容器内にスプレイする。

(a) 手順着手の判断基準

炉心損傷を判断した場合^{※1}において、代替格納容器スプレイポンプの故障等により原子炉格納容器へのスプレイを代替格納容器スプレイポンプ出口積算流量にて確認できない場合において、海水取水箇所へのアクセスに時間を要すると判断し、代替給水ピットの水位が確保され、使用できることを確認した場合。

※1 炉心出口温度が 350℃以上及び格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）の指示値が 1×10^5 mSv/h 以上の場合。

(b) 操作手順

代替給水ピットを水源とした可搬型大型送水ポンプ車による原子炉格納容器内へのスプレイの操作手順は、「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」のうち、1.6.2.2(1) b. (d) 「代替給水ピットを水源とした可搬型大型送水ポンプ車による原子炉格納容器内へのスプレイ」の操作手順と同様である。

なお、操作に係る移動経路及び操作場所に高線量の区域はない。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、運転員（中央制御室）1名、運転員（現場）2名及び災害対策要員6名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから代替給水ピットを水源とした可搬型大型送水ポンプ車による原子炉格納容器内へのスプレイ開始まで170分以内で可能である。

e. 原水槽を水源とした可搬型大型送水ポンプ車による原子炉格納容器内へのスプレイ

炉心の著しい損傷が発生した場合において、電動機駆動消火ポンプ及びディーゼル駆動消火ポンプの故障等により原子炉格納容器内へのスプレイがAM用消火水積算流量にて確認できない場合、可搬型大型送水ポンプ車により原水槽から原子炉格納容器内にスプレイする。

(a) 手順着手の判断基準

炉心損傷を判断した場合^{※1}において、代替格納容器スプレイポンプの故障等により原子炉格納容器内へのスプレイを代替格納容器スプレイポンプ出口積算流量にて確認できない場合において、海水の取水ができない場合に、原水槽の水位が確保され、使用できることを確認した場合。

※1 炉心出口温度が350℃以上及び格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）の指示値が 1×10^5 mSv/h 以上の場合。

(b) 操作手順

原水槽を水源とした可搬型大型送水ポンプ車による操作手順は、「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」のうち、

1.6.2.2(1) b.(e)「原水槽を水源とした可搬型大型送水ポンプ車による原子炉格納容器内へのスプレイ」の操作手順と同様である。

なお、操作に係る移動経路及び操作場所に高線量の区域はない。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、運転員（中央制御室）1名、運転員（現場）2名及び災害対策要員6名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから原水槽を水源とした可搬型大型送水ポンプ車による原子炉格納容器内へのスプレイ開始まで225分以内で可能である。

(4) 重大事故等時の対応手段の選択

重大事故等時の対応手段の選択方法は以下のとおり。対応手段の選択フローチャートを第1.7.7図に示す。

交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が健全な場合において、炉心の著しい損傷が発生した場合は、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させる手段として、格納容器スプレイ、格納容器内自然対流冷却及び代替格納容器スプレイの3つの手段がある。原子炉格納容器圧力が格納容器作動設定値（0.127MPa[gage]）以上にて格納容器スプレイポンプにより原子炉格納容器内にスプレイされていることを確認する。ただし、格納容器内自然対流冷却による原子炉格納容器内の冷却及び格納容器スプレイが行われていない場合は、格納容器スプレイを実施する。また、継続的な冷却及び原子炉格納容器内の重要機器の水没を未然に防止する観点から、原子炉格納容器圧力が格納容器スプレイ作動設定値（0.127MPa[gage]）以上で格納容

器内自然対流冷却の準備作業を開始し、準備が完了すれば格納容器内自然対流冷却を開始する。格納容器内自然対流冷却の手段が使用できるまでの間に、原子炉格納容器圧力が最高使用圧力(0.283MPa[gage])以上となる場合は代替格納容器スプレイを行う。格納容器内自然対流冷却を開始すれば原子炉格納容器圧力を監視し、状況に応じて代替格納容器スプレイを行う。

代替格納容器スプレイの優先順位は、代替格納容器スプレイポンプ、電動機駆動消火ポンプ又はディーゼル駆動消火ポンプ、可搬型大型送水ポンプ車の順で使用する。

詳細には、代替格納容器スプレイポンプによる原子炉格納容器内へのスプレイができない場合は、常用母線が健全であれば電動機駆動消火ポンプを使用し、電動機駆動消火ポンプが使用できなければディーゼル駆動消火ポンプを使用する。ただし、構内で火災が発生した場合には、消火活動に優先して使用する。可搬型大型送水ポンプ車は、使用準備に時間を要することから、代替格納容器スプレイポンプによる原子炉格納容器内へのスプレイができない場合に、電動機駆動消火ポンプ又はディーゼル駆動消火ポンプによる原子炉格納容器内へのスプレイの使用と並行して準備を開始し、電動機駆動消火ポンプ及びディーゼル駆動消火ポンプによる原子炉格納容器内へのスプレイができない場合に使用する。

可搬型大型送水ポンプ車による原子炉格納容器内へのスプレイのための水源は、水源の切替えによる注水の中断が発生しない海水を優先して使用し、海水取水箇所へのアクセスに時間を要する場合には、準備時間が最も短い代替給水ピットを使用する。海水の取水ができない場合は、保有水量が大きい原水槽を使用する。原水槽への

補給は、2次系純水タンク又はろ過水タンクから移送することにより行う。ただし、ろ過水タンクは、重大事故等対処に悪影響を与える火災の発生がない場合に使用する。

1.7.2.2 原子炉格納容器の過圧破損防止のための対応手順（全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能喪失時の手順等）

(1) 格納容器内自然対流冷却

炉心の著しい損傷が発生した場合において、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失により格納容器スプレイポンプの機能が喪失した場合、格納容器内自然対流冷却により、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させることで原子炉格納容器の過圧破損を防止する。

a. 可搬型大型送水ポンプ車を用いたC、D-格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却

(a) 手順着手の判断基準

炉心損傷を判断した場合^{※1}において、全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能が喪失している場合に、原子炉補機冷却機能が喪失し、原子炉補機冷却水の通水を、原子炉補機冷却水供給母管流量等にて確認できない場合。

※1 炉心出口温度が 350℃以上及び格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）の指示値が 1×10^5 mSv/h 以上の場合。

(b) 操作手順

可搬型大型送水ポンプ車を用いたC、D-格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却手順の概要は以下のとおり。手順内の可搬型格納容器内水素濃度計測ユニットによる原

原子炉格納容器内水素濃度監視操作手順は、「1.9 水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための手順等」のうち、1.9.2.1(2)「原子炉格納容器内の水素濃度の監視」にて整備する。概要図を第 1.7.4 図に、タイムチャートを第 1.7.5 図に、ホース敷設ルートを第 1.7.6 図に示す。

- ① 発電課長（当直）は、手順着手の判断基準に基づき、運転員及び災害対策要員に可搬型大型送水ポンプ車を用いた C，D－格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却の準備開始を指示する。
- ② 運転員（中央制御室）A 及び運転員（現場）B は、中央制御室及び現場で可搬型大型送水ポンプ車による C，D－格納容器再循環ユニットへの海水通水のための系統構成を実施し、発電課長（当直）に報告する。
- ③ 災害対策要員は、現場で資機材の保管場所へ移動し、可搬型大型送水ポンプ車及び可搬型ホースを所定の位置に移動する。
- ④ 災害対策要員は、現場で可搬型ホースを敷設し、原子炉補機冷却水系のホース接続口と接続する。
- ⑤ 災害対策要員は、現場でホース延長・回収車（送水車用）にて可搬型ホースを敷設する。
- ⑥ 災害対策要員は、現場で海水取水箇所近傍に可搬型大型送水ポンプ車を設置する。
- ⑦ 災害対策要員は、現場で可搬型大型送水ポンプ車から水中ポンプを取り出し、可搬型ホースと接続後、海水取水箇所に水中ポンプを水面より低く、かつ着底しない位置に設

置する。

- ⑧ 災害対策要員は、可搬型大型送水ポンプ車による C、D 一格納容器再循環ユニットへの海水通水準備が完了したことを発電課長（当直）に報告する。
- ⑨ 運転員（現場）C は、現場で C、D 一格納容器再循環ユニット冷却水入口及び出口配管に冷却状態監視のため、可搬型温度計測装置（格納容器再循環ユニット入口温度／出口温度）を取り付け、発電課長（当直）に報告する。
- ⑩ 発電課長（当直）は、補機冷却水（海水）通水が可能となり、かつ原子炉格納容器圧力が 0.127MPa [gage] まで上昇したことを確認すれば、運転員（中央制御室）A、運転員（現場）C 及び災害対策要員に C、D 一格納容器再循環ユニットへ可搬型大型送水ポンプ車による海水通水開始を指示する。
- ⑪ 発電課長（当直）は、運転員（中央制御室）A 及び運転員（現場）C に冷却水の温度監視を指示する。
- ⑫ 災害対策要員は、現場で可搬型大型送水ポンプ車を起動し、原子炉補機冷却水系への海水通水を開始するとともに、可搬型大型送水ポンプ車の運転状態に異常がないことを確認する。
- ⑬ 運転員（中央制御室）A 及び運転員（現場）C は、中央制御室及び現場で原子炉補機冷却水系の弁を開操作し、C、D 一格納容器再循環ユニットへ海水通水を開始する。また、現場で格納容器再循環ユニット補機冷却水流量により海水が通水されていることを確認し、発電課長（当直）に報告

する。

- ⑭ 運転員（現場）Cは、現場で可搬型温度計測装置（格納容器再循環ユニット入口温度／出口温度）によりC，D一格納容器再循環ユニットの冷却水温度を確認する。
- ⑮ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室でC，D一格納容器再循環ユニット冷却水出入口温度差，原子炉格納容器圧力及び温度の低下等により，原子炉格納容器内が冷却状態であることを継続して確認する。
- ⑯ 運転員（中央制御室）Aは、中央制御室で原子炉格納容器圧力が最高使用圧力から0.05MPa低下したことを確認すれば，現場にてC，D一格納容器再循環ユニット冷却水入口弁を手動で閉操作する。なお，代替非常用発電機により給電されていれば，中央制御室でC，D一格納容器再循環ユニット冷却水入口弁の閉操作により海水の通水を停止する。ただし，水素濃度は，可搬型格納容器内水素濃度計測ユニットで計測される水素濃度（ドライ）により継続的に監視を行い，測定による水素濃度が8 vol%（ドライ）未満であれば減圧を継続する。
- ⑰ 災害対策要員は，現場で可搬型大型送水ポンプ車の運転状態を継続して監視し，定格負荷運転時における給油間隔を目安に燃料の給油を実施する（燃料を給油しない場合，可搬型大型送水ポンプ車は約5.5時間の運転が可能）。

(c) 操作の成立性

上記の操作は，運転員（中央制御室）1名，運転員（現場）2名及び災害対策要員6名にて作業を実施した場合，作業開始

を判断してから可搬型大型送水ポンプ車を用いたC, D-格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却開始まで275分以内で可能である。

円滑に作業ができるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。操作に係る移動経路及び作業場所に高線量の区域はない。

速やかに作業ができるよう、使用する資機材は可搬型大型送水ポンプ車の保管場所及び作業場所近傍に配備する。

可搬型大型送水ポンプ車からのホースの接続は、汎用の結合金具であり、十分な作業スペースを確保していることから、容易に実施可能である。

また、車両付属の作業用照明及び可搬型照明（ヘッドライト及び懐中電灯）を用いることで、夜間における作業性についても確保している。

作業環境の周囲温度は通常運転時と同程度である。

(添付資料 1.7.6, 1.7.8)

なお、想定される重大事故等のうち「大破断 LOCA 時に低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」等発生時は炉心溶融が起こり、可搬型ホース敷設及び可搬型大型送水ポンプ車準備における線量が高くなり、作業員の被ばくが懸念される。これらの作業における対応手順、所要時間、原子炉格納容器からの漏えい率及びアニュラス空気浄化設備等の状態を考慮し被ばく評価した結果、作業エリアにおける作業員の被ばく線量は 100mSv を下回る。

(添付資料 1.7.7)

(2) 代替格納容器スプレイ

炉心の著しい損傷が発生した場合において、代替格納容器スプレイにより、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させることで原子炉格納容器の過圧破損を防止する。

a. 代替格納容器スプレイポンプによる原子炉格納容器内へのスプレイ

炉心の著しい損傷が発生した場合において、全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能が喪失した場合、原子炉格納容器の圧力及び温度を低下させるため、代替格納容器スプレイポンプにより燃料取替用水ピット水を原子炉格納容器内にスプレイする。

代替格納容器スプレイポンプの水源として、燃料取替用水ピットが使用できない場合は、補助給水ピットを使用する。

炉心損傷後に代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水（落下遅延・防止）を実施していた場合に、原子炉格納容器内へのスプレイが必要と判断すれば、代替格納容器スプレイポンプの注水先を原子炉容器から原子炉格納容器へ切り替え、燃料取替用水ピット水を原子炉格納容器内にスプレイする。

(a) 手順着手の判断基準

炉心損傷を判断した場合^{※1}において、原子炉補機冷却機能が喪失し、原子炉補機冷却水の通水を、原子炉補機冷却水供給母管流量等にて確認できない場合に、格納容器最高使用圧力（0.283MPa [gage]）以上で、原子炉格納容器内へスプレイするために必要な燃料取替用水ピット等の水位が確保されている場合。

※1 炉心出口温度が 350℃以上及び格納容器内高レンジエ

リアモニタ（高レンジ）の指示値が 1×10^5 mSv/h 以上の
の場合。

(b) 操作手順

代替格納容器スプレイポンプによる原子炉格納容器内へのス
プレイの操作手順は、「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のため
の手順等」のうち、1.6.2.2(2) a. (a)「代替格納容器スプレイ
ポンプによる原子炉格納容器内へのスプレイ」の操作手順と同
様である。

なお、操作に係る移動経路及び操作場所に高線量の区域はな
い。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、運転員（中央制御室）1名、運転員（現場）
1名及び災害対策要員1名にて作業を実施した場合、作業開始
を判断してから代替格納容器スプレイポンプによる原子炉格納
容器内へのスプレイ開始まで30分以内で可能である。

b. B-格納容器スプレイポンプ（自己冷却）による原子炉格納容
器内へのスプレイ

炉心の著しい損傷が発生した場合において、全交流動力電源又
は原子炉補機冷却機能が喪失した場合に、代替格納容器スプレイ
ポンプによる原子炉格納容器内へのスプレイができない場合、B
-格納容器スプレイポンプ（自己冷却）により燃料取替用水ピッ
ト水を原子炉格納容器内にスプレイする。

(a) 手順着手の判断基準

炉心損傷を判断した場合^{*1}において、代替格納容器スプレイ
ポンプの故障等により、原子炉格納容器へのスプレイを代替格

納容器スプレイポンプ出口積算流量にて確認できない場合に、原子炉格納容器内へスプレイするために必要な燃料取替用水ピットの水位が確保されている場合。

※1 炉心出口温度が 350℃以上及び格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）の指示値が 1×10^5 mSv/h 以上の場合。

(b) 操作手順

B-格納容器スプレイポンプ（自己冷却）による原子炉格納容器内へのスプレイの操作手順は、「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」のうち、1.6.2.2(2) a. (b)「B-格納容器スプレイポンプ（自己冷却）による原子炉格納容器内へのスプレイ」の操作手順と同様である。

なお、操作に係る移動経路及び操作場所に高線量の区域はない。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、運転員（中央制御室）1名及び運転員（現場）2名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してからB-格納容器スプレイポンプ（自己冷却）による原子炉格納容器内へのスプレイ開始まで45分以内で可能である。

c. ディーゼル駆動消火ポンプによる原子炉格納容器内へのスプレイ

炉心の著しい損傷が発生した場合において、全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能が喪失した場合に、B-格納容器スプレイポンプ（自己冷却）による原子炉格納容器内へのスプレイができない場合、常用設備であるディーゼル駆動消火ポンプによりろ過

水タンク水を原子炉格納容器内にスプレーする。

使用に際しては、重大事故等対処に悪影響を与える火災が発生していないことを確認して使用する。

(a) 手順着手の判断基準

炉心損傷を判断した場合^{※1}において、B-格納容器スプレーポンプの故障等により、原子炉格納容器内へのスプレーをB-格納容器スプレー流量等にて確認できない場合に、原子炉格納容器内へスプレーするために必要な過水タンクの水位が確保されており、重大事故等対処に悪影響を与える火災が発生しておらず、消火用として消火ポンプの必要がない場合。

※1 炉心出口温度が 350℃以上及び格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）の指示値が 1×10^5 mSv/h 以上の場合。

(b) 操作手順

ディーゼル駆動消火ポンプによる原子炉格納容器内へのスプレーの操作手順は、「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」のうち、1.6.2.2(2) a. (c)「ディーゼル駆動消火ポンプによる原子炉格納容器内へのスプレー」の操作手順と同様である。

なお、操作に係る移動経路及び操作場所に高線量の区域はない。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、運転員（中央制御室）1名及び運転員（現場）2名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してからディーゼル駆動消火ポンプによる原子炉格納容器内へのスプレー開始

まで 35 分以内で可能である。

d. 海水を用いた可搬型大型送水ポンプ車による原子炉格納容器内へのスプレイ

炉心の著しい損傷が発生した場合において、全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能が喪失した場合に、ディーゼル駆動消火ポンプによる原子炉格納容器内へのスプレイができない場合、可搬型大型送水ポンプ車により海水を原子炉格納容器内にスプレイする。

(a) 手順着手の判断基準

炉心損傷を判断した場合^{※1}において、B 格納容器スプレイポンプの故障等により、原子炉格納容器内へのスプレイを B 格納容器スプレイ流量等にて確認できない場合。

※1 炉心出口温度が 350℃以上及び格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）の指示値が 1×10^5 mSv/h 以上の場合。

(b) 操作手順

海水を用いた可搬型大型送水ポンプ車による原子炉格納容器内へのスプレイの操作手順は、「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」のうち、1.6.2.2(2) a. (d)「海水を用いた可搬型大型送水ポンプ車による原子炉格納容器内へのスプレイ」の操作手順と同様である。

なお、操作に係る移動経路及び操作場所に高線量の区域はない。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、運転員（中央制御室）1名、運転員（現場）

2名及び災害対策要員6名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから海水を用いた可搬型大型送水ポンプ車による原子炉格納容器内へのスプレイ開始まで225分以内で可能である。

e. 代替給水ピットを水源とした可搬型大型送水ポンプ車による原子炉格納容器内へのスプレイ

炉心の著しい損傷が発生した場合において、全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能が喪失した場合に、ディーゼル駆動消火ポンプによる原子炉格納容器内へのスプレイができない場合、可搬型大型送水ポンプ車により代替給水ピットから原子炉格納容器内にスプレイする。

(a) 手順着手の判断基準

炉心損傷を判断した場合^{※1}において、B-格納容器スプレイポンプの故障等により、原子炉格納容器内へのスプレイをB-格納容器スプレイ流量等にて確認できない場合において、海水取水箇所へのアクセスに時間を要すると判断し、代替給水ピットの水位が確保され、使用できることを確認した場合。

※1 炉心出口温度が350℃以上及び格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）の指示値が $1 \times 10^5 \text{mSv/h}$ 以上の場合。

(b) 操作手順

代替給水ピットを水源とした可搬型大型送水ポンプ車による原子炉格納容器内へのスプレイの操作手順は、「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」のうち、1.6.2.2(2) a. (e) 「代替給水ピットを水源とした可搬型大型送水ポンプ車による原子炉格納容器内へのスプレイ」の操作手順と同様である。

なお、操作に係る移動経路及び操作場所に高線量の区域はな

い。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、運転員（中央制御室）1名、運転員（現場）2名及び災害対策要員6名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから代替給水ピットを水源とした可搬型大型送水ポンプ車による原子炉格納容器内へのスプレイ開始まで170分以内で可能である。

f. 原水槽を水源とした可搬型大型送水ポンプ車による原子炉格納容器内へのスプレイ

炉心の著しい損傷が発生した場合において、全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能が喪失した場合に、ディーゼル駆動消火ポンプによる原子炉格納容器内へのスプレイができない場合、可搬型大型送水ポンプ車により原水槽から原子炉格納容器内にスプレイする。

(a) 手順着手の判断基準

B-格納容器スプレイポンプの故障等により、原子炉格納容器内へのスプレイをB-格納容器スプレイ流量等にて確認できない場合において、海水の取水ができない場合に、原水槽の水位が確保され、使用できることを確認した場合。

(b) 操作手順

原水槽を水源とした可搬型大型送水ポンプ車による代替格納容器スプレイの操作手順は、「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」のうち、1.6.2.2(2) a. (f)「原水槽を水源とした可搬型大型送水ポンプ車による原子炉格納容器内へのスプレイ」の操作手順と同様である。

なお、操作に係る移動経路及び操作場所に高線量の区域はない。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、運転員（中央制御室）1名、運転員（現場）2名及び災害対策要員6名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから原水槽を水源とした可搬型大型送水ポンプ車による原子炉格納容器内へのスプレイ開始まで225分以内で可能である。

(3) 重大事故等時の対応手段の選択

重大事故等時の対応手段の選択方法は以下のとおり。対応手段の選択フローチャートを第1.7.7図に示す。

炉心の著しい損傷が発生した場合において、全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能が喪失した場合、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させる手段として、代替格納容器スプレイと可搬型大型送水ポンプ車を用いた格納容器内自然対流冷却の2つの手段がある。この手段のうち、継続的な冷却及び原子炉格納容器内の重要機器の水没を未然に防止する観点から、可搬型大型送水ポンプ車を用いた格納容器内自然対流冷却を優先するが、格納容器内自然対流冷却は準備に約275分を要することから、この間に原子炉格納容器圧力が最高使用圧力（0.283MPa [gage]）以上となる場合は、代替格納容器スプレイを行う。可搬型大型送水ポンプ車を用いた格納容器内自然対流冷却を開始すれば原子炉格納容器圧力を監視し、状況に応じて代替格納容器スプレイを行う。

代替格納容器スプレイの優先順位は、代替格納容器スプレイポンプ、B-格納容器スプレイポンプ、ディーゼル駆動消火ポンプ、可

搬型大型送水ポンプ車の順で使用する。

詳細には、代替格納容器スプレイポンプによる原子炉格納容器内へのスプレイができない場合は、B-格納容器スプレイポンプを使用する。B-格納容器スプレイポンプからの原子炉格納容器内へのスプレイ手段を失った場合は、ディーゼル駆動消火ポンプを使用する。ただし、構内で火災が発生した場合には、消火活動に優先して使用する。

また、可搬型大型送水ポンプ車は、使用準備に時間を要することから、B-格納容器スプレイポンプ（自己冷却）による原子炉格納容器内へのスプレイの手段を失った場合に準備を開始し、ディーゼル駆動消火ポンプが使用できない場合に使用する。

可搬型大型送水ポンプ車による原子炉格納容器内へのスプレイのための水源は、水源の切替えによる注水の中断が発生しない海水を優先して使用し、海水取水箇所へのアクセスに時間を要する場合には、準備時間が最も短い代替給水ピットを使用する。海水の取水ができない場合は、保有水量が大きい原水槽を使用する。原水槽への補給は、2次系純水タンク又はろ過水タンクから移送することにより行う。ただし、ろ過水タンクは、重大事故等対処に悪影響を与える火災の発生がない場合に使用する。

1.7.2.3 その他の手順項目について考慮する手順

可搬型大型送水ポンプ車への燃料補給の手順については、「1.14 電源の確保に関する手順等」のうち、1.14.2.4「燃料の補給手順」にて整備する。

可搬型格納容器内水素濃度計測ユニットによる原子炉格納容器内

水素濃度監視操作手順については、「1.9 水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための手順等」のうち、1.9.2.1(2)「原子炉格納容器内の水素濃度の監視」にて整備する。

代替非常用発電機の代替電源に関する手順については、「1.14 電源の確保に関する手順等」のうち、1.14.2.1(1)「代替交流電源設備による給電」にて整備する。また、代替非常用発電機への燃料補給の手順については、「1.14 電源の確保に関する手順等」のうち、1.14.2.4「燃料の補給手順」にて整備する。

燃料取替用水ピットの枯渇又は破損時の対応手順については、「1.13 重大事故等時に必要となる水の供給手順等」のうち、1.13.2.2「水源へ水を補給するための対応手順」及び1.13.2.3「水源を切り替えるための対応手順」にて整備する。

操作の判断及び確認に係る計装設備に関する手順については、「1.15 事故時の計装に関する手順等」のうち、1.15.2「重大事故等時の手順等」にて整備する。

第 1.7.1 表 機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順

対応手段, 対処設備, 手順書一覧 (1/4)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備	設備分類*3	整備する手順書	手順書の分類	
原子炉格納容器の過圧破損防止（交流動力電源及び原子炉補機冷却機能健全）	—	原子炉格納容器スプレイポンプによる	格納容器スプレイポンプ 燃料取替用水ビット 格納容器スプレイ冷却器 非常用炉心冷却設備 配管・弁 原子炉格納容器スプレイ設備 配管・弁 スプレイノズル スプレイリング 原子炉格納容器 原子炉補機冷却設備 非常用取水設備 非常用交流電源設備*1	重大事故等対処設備 （設計基準拡張）	c	炉心の著しい損傷が発生した場合の対応手順書	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書
		C, D 格納容器再循環ユニットによる	C, D-格納容器再循環ユニット C, D-原子炉補機冷却水ポンプ C, D-原子炉補機冷却水冷却器 原子炉補機冷却水サージタンク 原子炉補機冷却水サージタンク加圧用可搬型窒素ガスボンベ ホース・弁 C, D-原子炉補機冷却海水ポンプ C, D-原子炉補機冷却海水ポンプ出口ストレーナ C, D-原子炉補機冷却水冷却器海水入ロストレーナ 原子炉補機冷却設備（原子炉補機冷却水設備）配管・弁 原子炉補機冷却設備（原子炉補機冷却海水設備）配管・弁 原子炉格納容器 非常用取水設備 可搬型温度計測装置（格納容器再循環ユニット入口温度/出口温度） 非常用交流電源設備*1	重大事故等対処設備	a	炉心の著しい損傷が発生した場合の対応手順書	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書
			窒素供給装置	自主対策設備			
		代替原子炉格納容器スプレイポンプによる	代替格納容器スプレイポンプ*2 燃料取替用水ビット 補助給水ビット 非常用炉心冷却設備 配管・弁 2次冷却設備（補助給水設備）配管・弁 原子炉格納容器スプレイ設備 配管・弁 スプレイノズル スプレイリング 原子炉格納容器 非常用交流電源設備*1	重大事故等対処設備 （設計基準拡張）	c	炉心の著しい損傷が発生した場合の対応手順書	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書

*1：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

*2：手順は「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。

*3：重大事故等対策において用いる設備の分類

a：当該条文中に適合する重大事故等対処設備 b：37条に適合する重大事故等対処設備 c：自主的対策として整備する重大事故等対処設備

対応手段, 対処設備, 手順書一覧 (2/4)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備	設備分類	整備する手順書	手順書の分類
原子炉格納容器の過圧破損防止（交流動力電源及び原子炉補機冷却機能健全）		ディーゼル電動機駆動消火ポンプ又は原子炉格納容器内へのスプレイ	電動機駆動消火ポンプ*1 ディーゼル駆動消火ポンプ*1 ろ過水タンク 可搬型ホース 火災防護設備（消火栓設備）配管・弁 給水処理設備 配管・弁 原子炉格納容器スプレイ設備 配管・弁 スプレインゾル スプレイリング 原子炉格納容器 非常用交流電源設備*2 常用電源設備	自主対策設備	炉心の著しい損傷が発生した場合の対応手順書	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書
		可搬型大型送水ポンプ車を用いた海水を用いたスプレイ	可搬型大型送水ポンプ車*1*3 可搬型ホース・接続口 ホース延長・回収車（送水車用） 非常用炉心冷却設備 配管・弁 原子炉格納容器スプレイ設備 配管・弁 スプレインゾル スプレイリング 原子炉格納容器 非常用取水設備 非常用交流電源設備*2 燃料補給設備*2	自主対策設備	炉心の著しい損傷が発生した場合の対応手順書	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書
		代替給水ビットを水源とした可搬型大型送水ポンプ車によるスプレイ	可搬型大型送水ポンプ車*1 可搬型ホース・接続口 ホース延長・回収車（送水車用） 代替給水ビット 非常用炉心冷却設備 配管・弁 原子炉格納容器スプレイ設備 配管・弁 スプレインゾル スプレイリング 原子炉格納容器 非常用交流電源設備*2 燃料補給設備*2	自主対策設備	炉心の著しい損傷が発生した場合の対応手順書	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書
		原水槽を水源とした可搬型大型送水ポンプ車によるスプレイ	可搬型大型送水ポンプ車*1 可搬型ホース・接続口 ホース延長・回収車（送水車用） 原水槽*4 2次系純水タンク*4 ろ過水タンク*4 非常用炉心冷却設備 配管・弁 原子炉格納容器スプレイ設備 配管・弁 給水処理設備 配管・弁 スプレインゾル スプレイリング 原子炉格納容器 非常用交流電源設備*2 燃料補給設備*2	自主対策設備	炉心の著しい損傷が発生した場合の対応手順書	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書

*1：手順は「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。

*2：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

*3：可搬型大型送水ポンプ車により海水を原子炉格納容器へスプレイする。

*4：原水槽への補給は、2次系純水タンク又はろ過水タンクから移送することにより行う。

対応手段, 対処設備, 手順書一覧 (3/4)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備	設備分類*3	整備する手順書	手順書の分類	
原子炉格納容器の過圧破損防止(全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能喪失)	-	C可搬型大型送水ポンプ車による格納容器内自然対流冷却	可搬型大型送水ポンプ車 可搬型ホース・接続口 ホース延長・回収車(送水車用) C, D-格納容器再循環ユニット 原子炉補機冷却設備(原子炉補機冷却水設備)配管・弁 原子炉格納容器 非常用取水設備 可搬型温度計測装置(格納容器再循環ユニット入口温度/出口温度) 常設代替交流電源設備*1 燃料補給設備*1	重大事故等対処設備	a, b	炉心の著しい損傷が発生した場合の対応手順書	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書
		代替原子炉格納容器スプレイン内へのポンプによる	代替格納容器スプレイポンプ*2 燃料取替用水ビット 補助給水ビット 非常用炉心冷却設備 配管・弁 2次冷却設備(補助給水設備)配管・弁 原子炉格納容器スプレイ設備 配管・弁 スプレイノズル スプレイリング 原子炉格納容器 常設代替交流電源設備*1 可搬型代替交流電源設備*1 代替所内電気設備*1	重大事故等対処設備	c	炉心の著しい損傷が発生した場合の対応手順書	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書
		原子炉格納容器スプレイン(自己冷却)による	B-格納容器スプレイポンプ*2 可搬型ホース 燃料取替用水ビット B-格納容器スプレイ冷却器 非常用炉心冷却設備 配管・弁 原子炉格納容器スプレイ設備 配管・弁 スプレイノズル スプレイリング 原子炉格納容器 原子炉補機冷却設備(原子炉補機冷却水設備)配管・弁 常設代替交流電源設備*1	自主対策設備		炉心の著しい損傷が発生した場合の対応手順書	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書
		ディーゼル駆動消火ポンプによる	ディーゼル駆動消火ポンプ*2 ろ過水タンク 可搬型ホース 火災防護設備(消火栓設備)配管・弁 給水処理設備 配管・弁 原子炉格納容器スプレイ設備 配管・弁 スプレイノズル スプレイリング 原子炉格納容器 常設代替交流電源設備*1	自主対策設備		炉心の著しい損傷が発生した場合の対応手順書	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書

*1: 手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

*2: 手順は「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。

*3: 重大事故等対策において用いる設備の分類

a: 当該条文中に適合する重大事故等対処設備 b: 37条に適合する重大事故等対処設備 c: 自主的対策として整備する重大事故等対処設備

対応手段, 対処設備, 手順書一覧 (4/4)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備	設備分類	整備する手順書	手順書の分類		
原子炉格納容器の過圧破損防止 (全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能喪失)	-	可搬型大型送水ポンプ車*1*2 可搬型ホース・接続口 ホース延長・回収車 (送水車用) 非常用炉心冷却設備 配管・弁 原子炉格納容器スプレイ設備 配管・弁 スプレイノズル スプレイリング 原子炉格納容器 非常用取水設備 常設代替交流電源設備*3 燃料補給設備*3	自主対策設備	/	炉心の著しい損傷が発生した場合の対応手順書	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書		
		可搬型大型送水ポンプ車*1 可搬型ホース・接続口 ホース延長・回収車 (送水車用) 代替給水ビット 非常用炉心冷却設備 配管・弁 原子炉格納容器スプレイ設備 配管・弁 スプレイノズル スプレイリング 原子炉格納容器 常設代替交流電源設備*3 燃料補給設備*3			自主対策設備	/	炉心の著しい損傷が発生した場合の対応手順書	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書
		可搬型大型送水ポンプ車*1 可搬型ホース・接続口 ホース延長・回収車 (送水車用) 原水槽*4 2次系純水タンク*4 ろ過水タンク*4 非常用炉心冷却設備 配管・弁 原子炉格納容器スプレイ設備 配管・弁 給水処理設備 配管・弁 スプレイノズル スプレイリング 原子炉格納容器 常設代替交流電源設備*3 燃料補給設備*3			自主対策設備	/	炉心の著しい損傷が発生した場合の対応手順書	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書

*1: 手順は「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。

*2: 可搬型大型送水ポンプ車により海水を原子炉格納容器へスプレイする。

*3: 手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

*4: 原水槽への補給は、2次系純水タンク又はろ過水タンクから移送することにより行う。

第 1.7.2 表 重大事故等対処に係る監視計器

1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等

監視計器一覧 (1/10)

対応手段	重大事故等の 対応に必要な 監視項目	監視計器	
1.7.2.1 原子炉格納容器の過圧破損防止のための対応手順（交流動力電源及び原子炉補機冷却機能健全時） (1) 格納容器スプレイ			
a. 格納容器スプレイポンプによる 原子炉格納容器内へのスプレイ	判断 基準	原子炉圧力容器内の 温度	・ 炉心出口温度
		原子炉格納容器内の 放射線量率	・ 格納容器内高レンジエリアモニタ（高 レンジ）
		原子炉格納容器内の 圧力	・ 原子炉格納容器圧力
			・ 格納容器圧力（AM用）
		原子炉格納容器内 への注水量	・ 格納容器スプレイ流量
	・ B-格納容器スプレイ冷却器出口積算 流量（AM用）		
	水源の確保	・ 燃料取替用水ピット水位	
	操作	原子炉格納容器内 の温度	・ 格納容器内温度
		原子炉格納容器内の 圧力	・ 原子炉格納容器圧力
			・ 格納容器圧力（AM用）
		原子炉格納容器内 の水位	・ 格納容器再循環サンプ水位（広域）
・ 格納容器水位			
原子炉格納容器内 への注水量	・ 格納容器スプレイ流量		
	・ B-格納容器スプレイ冷却器出口積算 流量（AM用）		
水源の確保	・ 燃料取替用水ピット水位		

監視計器一覧 (2/10)

対応手段	重大事故等の 対応に必要なとなる 監視項目	監視計器	
1.7.2.1 原子炉格納容器の過圧破損防止のための対応手順（交流動力電源及び原子炉補機冷却機能健全時） (2) 格納容器内自然対流冷却			
a. C, D-格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・ 炉心出口温度
		原子炉格納容器内の放射線量率	・ 格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）
		原子炉格納容器内の圧力	・ 原子炉格納容器圧力 ・ 格納容器圧力（AM用）
		原子炉格納容器内への注水量	・ 格納容器スプレイ流量 ・ B-格納容器スプレイ冷却器出口積算流量（AM用）
	操作	原子炉格納容器内の温度	・ 格納容器内温度
		最終ヒートシンクの確保	・ 原子炉補機冷却水サージタンク圧力（AM用）
			・ 原子炉補機冷却水サージタンク水位
			・ C, D-格納容器再循環ユニット補機冷却水流量
			・ C, D-原子炉補機冷却水冷却器出口補機冷却水温度
			・ B-原子炉補機冷却水戻り母管温度
	原子炉格納容器内の水素濃度	・ 格納容器内水素濃度	
	原子炉格納容器内の圧力	・ 原子炉格納容器圧力 ・ 格納容器圧力（AM用）	

監視計器一覧 (3/10)

対応手段	重大事故等の 対応に必要な 監視項目	監視計器	
1.7.2.1 原子炉格納容器の過圧破損防止のための対応手順（交流動力電源及び原子炉補機冷却機能健全時） (3) 代替格納容器スプレイ			
a. 代替格納容器スプレイポンプによる 原子炉格納容器内へのスプレイ	判断基準	原子炉压力容器内の 温度	・ 炉心出口温度
		原子炉格納容器内の 放射線量率	・ 格納容器内高レンジエリアモニタ（高 レンジ）
		原子炉格納容器内の 圧力	・ 原子炉格納容器圧力
			・ 格納容器圧力（AM用）
		原子炉格納容器内 への注水量	・ 格納容器スプレイ流量
	・ B-格納容器スプレイ冷却器出口積算 流量（AM用）		
	水源の確保	・ 燃料取替用水ピット水位	
・ 補助給水ピット水位			
操作	「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」のうち、 1.6.2.2(1) b.(a)「代替格納容器スプレイポンプによる原子 炉格納容器内へのスプレイ」の操作手順と同様である。		
b. 電動機駆動消火ポンプ又は ディーゼル駆動消火ポンプによる 原子炉格納容器内へのスプレイ	判断基準	原子炉压力容器内の 温度	・ 炉心出口温度
		原子炉格納容器内の 放射線量率	・ 格納容器内高レンジエリアモニタ（高 レンジ）
		原子炉格納容器内の 圧力	・ 原子炉格納容器圧力
			・ 格納容器圧力（AM用）
		原子炉格納容器内 への注水量	・ 代替格納容器スプレイポンプ出口積算 流量
	水源の確保	・ ろ過水タンク水位	
	操作	「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」のうち、 1.6.2.2(1) b.(b)「電動機駆動消火ポンプ又はディーゼル駆 動消火ポンプによる原子炉格納容器内へのスプレイ」の操作 手順と同様である。	

監視計器一覧 (4/10)

対応手段	重大事故等の 対応に必要な 監視項目	監視計器	
1.7.2.1 原子炉格納容器の過圧破損防止のための対応手順（交流動力電源及び原子炉補機冷却機能健全時） (3) 代替格納容器スプレイ			
c. 海水を用いた 可搬型大型送水ポンプ車による 原子炉格納容器内へのスプレイ	判断 基準	原子炉圧力容器内の 温度	・ 炉心出口温度
		原子炉格納容器内の 放射線量率	・ 格納容器内高レンジエリアモニタ（高 レンジ）
		原子炉格納容器内の 圧力	・ 原子炉格納容器圧力 ・ 格納容器圧力（AM用）
		原子炉格納容器内 への注水量	・ 代替格納容器スプレイポンプ出口積算 流量
操作	「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」のうち、 1.6.2.2(1) b.(c)「海水を用いた可搬型大型送水ポンプ車による原子炉格納容器内へのスプレイ」の操作手順と同様である。		
d. 代替給水ピットを水源とした 可搬型大型送水ポンプ車による 原子炉格納容器内へのスプレイ	判断 基準	原子炉圧力容器内の 温度	・ 炉心出口温度
		原子炉格納容器内の 放射線量率	・ 格納容器内高レンジエリアモニタ（高 レンジ）
		原子炉格納容器内 への注水量	・ 代替格納容器スプレイポンプ出口積算 流量
	操作	「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」のうち、 1.6.2.2(1) b.(d)「代替給水ピットを水源とした可搬型大型送水ポンプ車による原子炉格納容器内へのスプレイ」の操作手順と同様である。	
e. 原水槽を水源とした 可搬型大型送水ポンプ車による 原子炉格納容器内へのスプレイ	判断 基準	原子炉圧力容器内の 温度	・ 炉心出口温度
		原子炉格納容器内の 放射線量率	・ 格納容器内高レンジエリアモニタ（高 レンジ）
		原子炉格納容器内 への注水量	・ 代替格納容器スプレイポンプ出口積算 流量
	操作	「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」のうち、 1.6.2.2(1) b.(e)「原水槽を水源とした可搬型大型送水ポンプ車による原子炉格納容器内へのスプレイ」の操作手順と同様である。	

監視計器一覧 (5/10)

対応手段	重大事故等の 対応に必要なとなる 監視項目	監視計器	
1.7.2.2 原子炉格納容器の過圧破損防止のための対応手順（全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能喪失時） (1) 格納容器内自然対流冷却			
a. 可搬型大型送水ポンプ車を用いた C, D-格納容器再循環ユニット による格納容器内自然対流冷却	判断 基準	原子炉圧力容器内の 温度	・ 炉心出口温度
		原子炉格納容器内の 放射線量率	・ 格納容器内高レンジエリアモニタ（高 レンジ）
		電源	・ 泊幹線 1 L, 2 L 電圧
			・ 後志幹線 1 L, 2 L 電圧
			・ 甲母線電圧, 乙母線電圧
			・ 6-A, B, C 1, C 2, D 母線電圧
		補機監視機能	・ 原子炉補機冷却水供給母管流量
			・ 原子炉補機冷却水供給母管流量（AM 用）
	・ 原子炉補機冷却水冷却器補機冷却海水 流量		
	・ 原子炉補機冷却水冷却器補機冷却海水 流量（AM用）		
	操作	原子炉格納容器内の 温度	・ 格納容器内温度
		最終ヒートシンク の確保	・ C, D-格納容器再循環ユニット補機 冷却水流量
・ 格納容器再循環ユニット入口温度／出 口温度			
原子炉格納容器内の 水素濃度		・ 格納容器内水素濃度	
原子炉格納容器内の 圧力	・ 原子炉格納容器圧力		
	・ 格納容器圧力（AM用）		

監視計器一覧 (6/10)

対応手段	重大事故等の 対応に必要なとなる 監視項目	監視計器		
1.7.2.2 原子炉格納容器の過圧破損防止のための対応手順（全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能喪失時） (2) 代替格納容器スプレイ				
a. 代替格納容器スプレイポンプによる 原子炉格納容器内へのスプレイ	判断基準	原子炉圧力容器内の 温度	・ 炉心出口温度	
		原子炉格納容器内の 放射線量率	・ 格納容器内高レンジエリアモニタ（高 レンジ）	
		原子炉格納容器内の 圧力	・ 原子炉格納容器圧力 ・ 格納容器圧力（AM用）	
		水源の確保	・ 燃料取替用水ピット水位 ・ 補助給水ピット水位	
		電源	・ 泊幹線 1 L, 2 L 電圧 ・ 後志幹線 1 L, 2 L 電圧 ・ 甲母線電圧, 乙母線電圧 ・ 6-A, B, C 1, C 2, D 母線電圧	
		補機監視機能	・ 原子炉補機冷却水供給母管流量 ・ 原子炉補機冷却水供給母管流量（AM 用） ・ 原子炉補機冷却水冷却器補機冷却海水 流量 ・ 原子炉補機冷却水冷却器補機冷却海水 流量（AM用）	
		操作	「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」のうち、 1.6.2.2(2)a.(a)「代替格納容器スプレイポンプによる原子炉 格納容器内へのスプレイ」の操作手順と同様である。	

監視計器一覧 (7/10)

対応手段	重大事故等の 対応に必要な 監視項目	監視計器		
1.7.2.2 原子炉格納容器の過圧破損防止のための対応手順（全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能喪失時） (2) 代替格納容器スプレイ				
b. B-格納容器スプレイポンプ (自己冷却)による 原子炉格納容器内へのスプレイ	判断基準	原子炉压力容器内の温度	・ 炉心出口温度	
		原子炉格納容器内の放射線量率	・ 格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）	
		原子炉格納容器内の圧力	・ 原子炉格納容器圧力 ・ 格納容器圧力（AM用）	
		原子炉格納容器内への注水量	・ 代替格納容器スプレイポンプ出口積算流量	
		水源の確保	・ 燃料取替用水ピット水位	
		電源	・ 泊幹線 1 L, 2 L 電圧 ・ 後志幹線 1 L, 2 L 電圧 ・ 甲母線電圧, 乙母線電圧 ・ 6-A, B, C 1, C 2, D 母線電圧	
		補機監視機能	・ 原子炉補機冷却水供給母管流量 ・ 原子炉補機冷却水供給母管流量（AM用） ・ 原子炉補機冷却水冷却器補機冷却海水流量 ・ 原子炉補機冷却水冷却器補機冷却海水流量（AM用）	
		操作	「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」のうち、1.6.2.2(2) a.(b)「B-格納容器スプレイポンプ（自己冷却）による原子炉格納容器内へのスプレイ」の操作手順と同様である。	

監視計器一覧 (8/10)

対応手段	重大事故等の 対応に必要な 監視項目	監視計器	
1.7.2.2 原子炉格納容器の過圧破損防止のための対応手順（全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能喪失時） (2) 代替格納容器スプレイ			
c. ディーゼル駆動消火ポンプによる 原子炉格納容器内へのスプレイ	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・ 炉心出口温度
		原子炉格納容器内の放射線量率	・ 格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）
		原子炉格納容器内の圧力	・ 原子炉格納容器圧力
			・ 格納容器圧力（AM用）
		原子炉格納容器内への注水量	・ B-格納容器スプレイ流量
			・ B-格納容器スプレイ冷却器出口積算流量（AM用）
		水源の確保	・ ろ過水タンク水位
		電源	・ 泊幹線 1 L, 2 L 電圧
			・ 後志幹線 1 L, 2 L 電圧
			・ 甲母線電圧, 乙母線電圧
			・ 6-A, B, C 1, C 2, D 母線電圧
		補機監視機能	・ 原子炉補機冷却水供給母管流量
			・ 原子炉補機冷却水供給母管流量（AM用）
・ 原子炉補機冷却水冷却器補機冷却海水流量			
・ 原子炉補機冷却水冷却器補機冷却海水流量（AM用）			
操作	「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」のうち、1.6.2.2(2)a.(c)「ディーゼル駆動消火ポンプによる原子炉格納容器内へのスプレイ」の操作手順と同様である。		

監視計器一覧 (9/10)

対応手段	重大事故等の 対応に必要なとなる 監視項目	監視計器		
1.7.2.2 原子炉格納容器の過圧破損防止のための対応手順（全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能喪失時） (2) 代替格納容器スプレイ				
d. 海水を用いた 可搬型大型送水ポンプ車による 原子炉格納容器内へのスプレイ	判断基準	原子炉压力容器内の温度	・ 炉心出口温度	
		原子炉格納容器内の放射線量率	・ 格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）	
		原子炉格納容器内の圧力	・ 原子炉格納容器圧力 ・ 格納容器圧力（AM用）	
		原子炉格納容器内への注水量	・ B-格納容器スプレイ流量 ・ B-格納容器スプレイ冷却器出口積算流量（AM用）	
		電源	・ 泊幹線 1 L, 2 L 電圧 ・ 後志幹線 1 L, 2 L 電圧 ・ 甲母線電圧, 乙母線電圧 ・ 6-A, B, C 1, C 2, D母線電圧	
		補機監視機能	・ 原子炉補機冷却水供給母管流量 ・ 原子炉補機冷却水供給母管流量（AM用） ・ 原子炉補機冷却水冷却器補機冷却海水流量 ・ 原子炉補機冷却水冷却器補機冷却海水流量（AM用）	
		操作	「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」のうち、1.6.2.2(2)a.(d)「海水を用いた可搬型大型送水ポンプ車による原子炉格納容器内へのスプレイ」の操作手順と同様である。	

監視計器一覧 (10/10)

対応手段	重大事故等の 対応に必要な 監視項目	監視計器	
1.7.2.2 原子炉格納容器の過圧破損防止のための対応手順（全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能喪失時） (2) 代替格納容器スプレイ			
e. 代替給水ピットを水源とした 可搬型大型送水ポンプ車による 原子炉格納容器内へのスプレイ	判断 基準	原子炉圧力容器内 の温度	・ 炉心出口温度
		原子炉格納容器内 の放射線量率	・ 格納容器内高レンジエリアモニタ（高 レンジ）
		原子炉格納容器内 への注水量	・ B-格納容器スプレイ流量
	・ B-格納容器スプレイ冷却器出口積算 流量（AM用） ・ 代替格納容器スプレイポンプ出口積算 流量		
操作	「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」のうち、 1.6.2.2(2)a.(e)「代替給水ピットを水源とした可搬型大型送 水ポンプ車による原子炉格納容器内へのスプレイ」の操作手 順と同様である。		
f. 原水槽を水源とした 可搬型大型送水ポンプ車による 原子炉格納容器内へのスプレイ	判断 基準	原子炉圧力容器内 の温度	・ 炉心出口温度
		原子炉格納容器内 の放射線量率	・ 格納容器内高レンジエリアモニタ（高 レンジ）
		原子炉格納容器内 への注水量	・ B-格納容器スプレイ流量
	・ B-格納容器スプレイ冷却器出口積算 流量（AM用） ・ 代替格納容器スプレイポンプ出口積算 流量		
操作	「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」のうち、 1.6.2.2(2)a.(f)「原水槽を水源とした可搬型大型送水ポン プ車による原子炉格納容器内へのスプレイ」の操作手順と同様 である。		

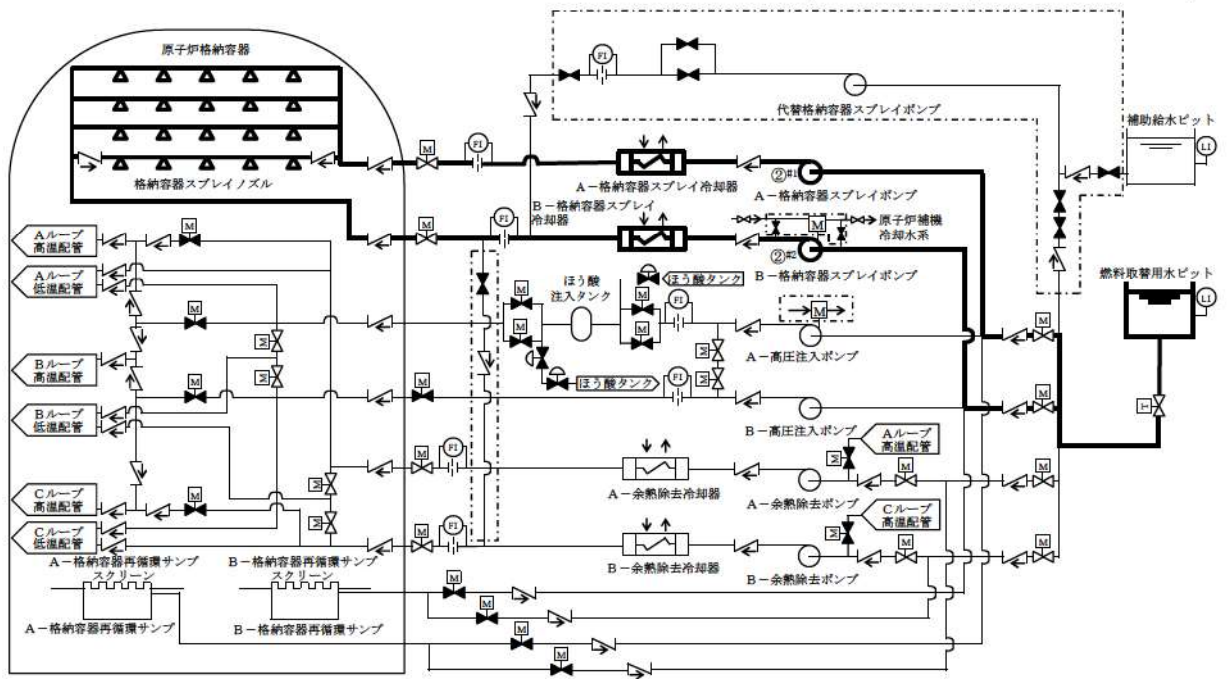
第 1.7.3 表 「審査基準」における要求事項ごとの給電対象設備

対象条文	供給対象設備	給電元	
		設備	母線
【1.7】 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等	原子炉補機冷却設備（原子炉補機冷却水設備）ポンプ・弁	常設代替交流電源設備	A 1－原子炉コントロールセンタ
			A 2－原子炉コントロールセンタ
			B 1－原子炉コントロールセンタ
			B 2－原子炉コントロールセンタ
		非常用交流電源設備	6－B 非常用高圧母線
			A 2－原子炉コントロールセンタ
			B 1－原子炉コントロールセンタ
			B 2－原子炉コントロールセンタ
	原子炉補機冷却設備（原子炉補機冷却海水設備）ポンプ	非常用交流電源設備	6－B 非常用高圧母線
	原子炉格納容器スプレイ設備ポンプ・弁	常設代替交流電源設備	B 2－原子炉コントロールセンタ
		非常用交流電源設備	6－A 非常用高圧母線
			6－B 非常用高圧母線
			B 2－原子炉コントロールセンタ
	代替格納容器スプレイポンプ	常設代替交流電源設備	代替格納容器スプレイポンプ変圧器盤
		非常用交流電源設備	代替格納容器スプレイポンプ変圧器盤
		可搬型代替交流電源設備	代替格納容器スプレイポンプ変圧器盤
		代替所内電気設備	代替格納容器スプレイポンプ変圧器盤
計装用電源※	常設代替交流電源設備 非常用交流電源設備 所内常設蓄電式直流電源設備	A 2－計装用交流分電盤	
		B 2－計装用交流分電盤	
		C 2－計装用交流分電盤	
		D 2－計装用交流分電盤	
		A－AM設備直流電源分離盤	
		B－AM設備直流電源分離盤	

※：供給負荷は監視計器

凡例

	手動弁
	電動弁
	空気作動弁
	ツインパワー弁
	逆止弁
	流量計
	水位計
	自己冷却運転 (ホースによる隔離)
	代替補機冷却
	設計基準事故対処設備 から追加した箇所

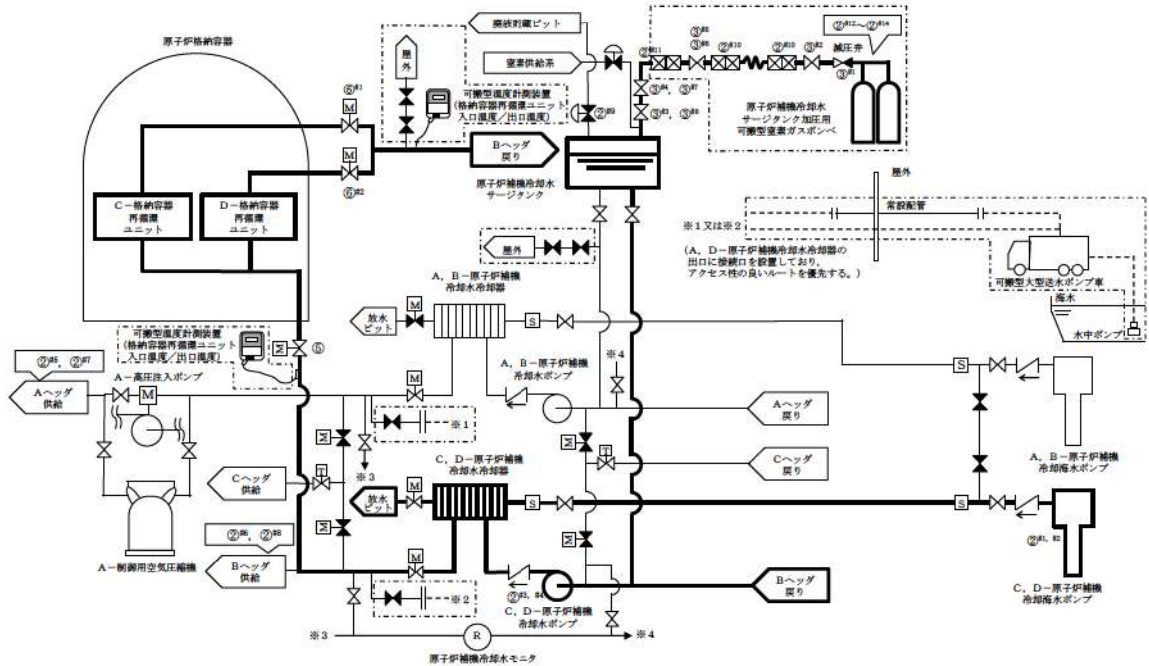


操作手順	操作対象機器	状態の変化
②#1	A-格納容器スプレイポンプ	停止→起動
②#2	B-格納容器スプレイポンプ	停止→起動

#1～：同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する機器があることを示す。

第 1.7.1 図 格納容器スプレイポンプによる原子炉格納容器内へのスプレイ概要図

凡例	
	手動弁
	空気作動弁
	電動弁
	逆止弁
	ツインバワー弁
	可搬型ホース
	ホース
	カバー
	接続口
	ストレータ
	操作
	設計基準事故対応設備から追加した箇所



操作手順	操作対象機器	状態の変化
② ^{#1}	C-原子炉補機冷却海水ポンプ	停止→起動
② ^{#2}	D-原子炉補機冷却海水ポンプ	停止→起動
② ^{#3}	C-原子炉補機冷却水ポンプ	停止→起動
② ^{#4}	D-原子炉補機冷却水ポンプ	停止→起動
② ^{#5}	A-余熱除去冷却器補機冷却水出口弁	全閉確認
② ^{#6}	B-余熱除去冷却器補機冷却水出口弁	全閉確認
② ^{#7}	A-格納容器スプレイ冷却器補機冷却水出口弁	全閉確認
② ^{#8}	B-格納容器スプレイ冷却器補機冷却水出口弁	全閉確認
② ^{#9}	原子炉補機冷却水サージタンクペント弁	全閉確認
② ^{#10}	ホース	ホース接続
② ^{#11}	配管	配管接続
② ^{#12}	原子炉補機冷却水サージタンク加圧用可搬型窒素ガスボンベ口金弁	全閉→全開
② ^{#13}	原子炉補機冷却水サージタンク加圧用窒素供給パネル入口弁1	全閉→全開
② ^{#14}	原子炉補機冷却水サージタンク加圧用窒素供給パネル入口弁2	全閉→全開
③ ^{#1}	原子炉補機冷却水サージタンク加圧用窒素供給パネル減圧弁	全閉→調整開
③ ^{#2}	原子炉補機冷却水サージタンク加圧用窒素供給パネル出口弁	全閉→全開
③ ^{#3}	原子炉補機冷却水サージタンク薬品添加口第2止め弁	全閉→全開
③ ^{#4}	原子炉補機冷却水サージタンク薬品添加口第1止め弁	全閉→全開
③ ^{#5}	原子炉補機冷却水サージタンク可搬型圧力計接続用配管窒素供給止め弁	全閉→調整開
③ ^{#6}	原子炉補機冷却水サージタンク可搬型圧力計接続用配管窒素供給止め弁	調整開→全閉
③ ^{#7}	原子炉補機冷却水サージタンク薬品添加口第1止め弁	全閉→全開
③ ^{#8}	原子炉補機冷却水サージタンク薬品添加口第2止め弁	全閉→全開
⑤	C, D-C/V再循環ユニット補機冷却水入口C/V外側隔離弁	全閉→全開
⑥ ^{#1}	C-C/V再循環ユニット補機冷却水出口C/V外側隔離弁	全閉→全開
⑥ ^{#2}	D-C/V再循環ユニット補機冷却水出口C/V外側隔離弁	全閉→全開

#1～：同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する機器があることを示す。

第 1.7.2 図 C, D-格納容器再循環ユニットによる格納容器内
自然対流冷却 概要図

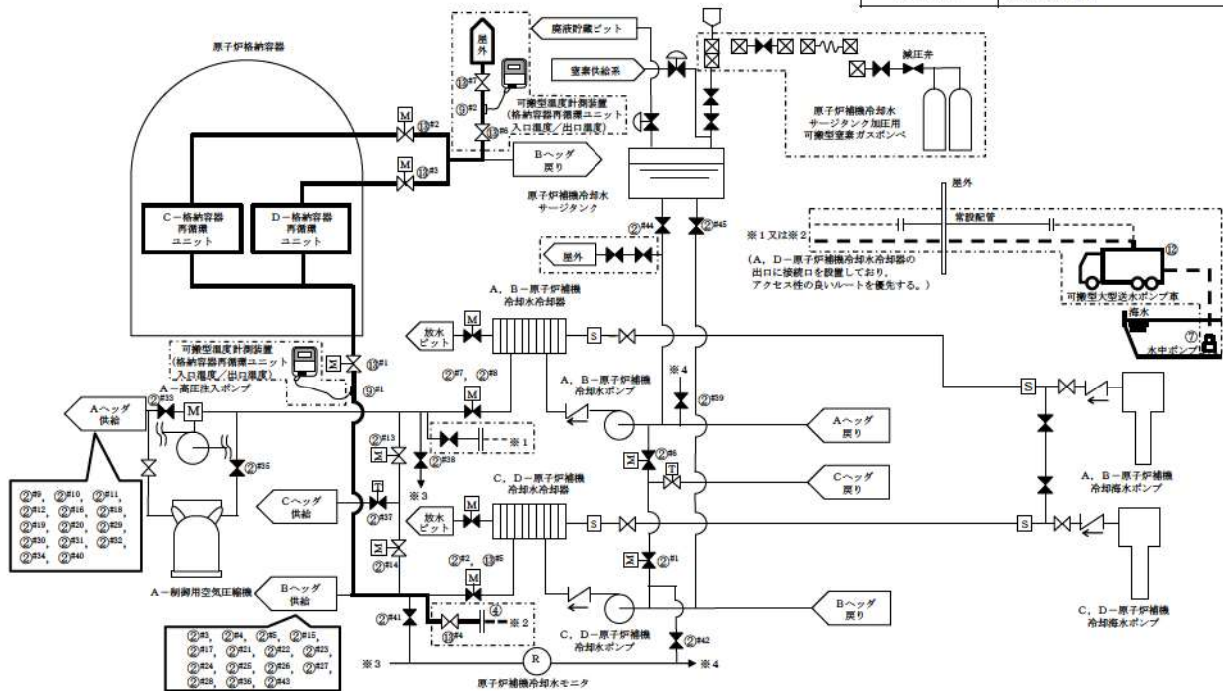
手順の項目	要員 (数)	経過時間 (分)						備考	
		30	60	90	120	150	180		
		C, D-格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却開始 65分 ▽						操作手順	
C, D-格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却	運転員 (中央制御室) A	1	■					②	可搬型温度計測装置 (格納容器再循環ユニット入口温度/出口温度) は、既設計器による冷却状態の監視が出来ない場合に使用する。
				■				⑤⑥	
	運転員 (現場) B	1		■				②	
				■				③	
					■				
						■			
					■				
						■			

- ※1: 機器の操作時間及び動作時間に余裕を見込んだ時間
- ※2: 中央制御室から機器操作場所までの移動時間及び機器の操作時間に余裕を見込んだ時間
- ※3: 機器の操作時間に余裕を見込んだ時間
- ※4: 原子炉補機冷却水系塞栓加圧を想定した操作時間及び機器の操作時間に余裕を見込んだ時間
- ※5: 可搬型温度計測装置 (格納容器再循環ユニット入口温度/出口温度) の設置実績を考慮した作業時間に余裕を見込んだ時間
- ※6: 温度測定実績を考慮した作業時間に余裕を見込んだ時間

第 1.7.3 図 C, D-格納容器再循環ユニットによる格納容器内
自然対流冷却 タイムチャート

凡例

	手動弁
	空気作動弁
	電動弁
	逆止弁
	ツインバリアー弁
	可搬型ホース
	ホース
	カプラ
	接続口
	ストレーナ
	薬品添加口
	継手
	設計基準事故対処設備から追加した箇所



第 1.7.4 図 可搬型大型送水ポンプ車を用いたC, D-格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却 概要図 (1/2)

操作手順	操作対象機器	状態の変化
② ^{#1}	原子炉補機冷却水戻り母管B側連絡弁	全開→全閉
② ^{#2}	C-原子炉補機冷却水冷却器補機冷却水出口弁	全開→全閉
② ^{#3}	B-余熱除去冷却器補機冷却水出口弁	全閉確認
② ^{#4}	B-格納容器スプレイ冷却器補機冷却水出口弁	全閉確認
② ^{#5}	B-使用済燃料ピット冷却器補機冷却水入口弁	全開→全閉
② ^{#6}	原子炉補機冷却水戻り母管A側連絡弁	全開→全閉
② ^{#7}	A-原子炉補機冷却水冷却器補機冷却水出口弁	全開→全閉
② ^{#8}	B-原子炉補機冷却水冷却器補機冷却水出口弁	全開→全閉
② ^{#9}	A-余熱除去冷却器補機冷却水出口弁	全閉確認
② ^{#10}	A-格納容器スプレイ冷却器補機冷却水出口弁	全閉確認
② ^{#11}	A-使用済燃料ピット冷却器補機冷却水入口弁	全開→全閉
② ^{#12}	A, B-C/V再循環ユニット補機冷却水入口C/V外側隔離弁	全開→全閉
② ^{#13}	原子炉補機冷却水供給母管A側連絡弁	全開→開ロック
② ^{#14}	原子炉補機冷却水供給母管B側連絡弁	全開→開ロック
② ^{#15}	格納容器雰囲気ガスサンプル冷却器補機冷却水入口弁	全開→全閉
② ^{#16}	A-サンプル冷却器補機冷却水入口弁	全開→全閉
② ^{#17}	B-サンプル冷却器補機冷却水入口弁	全開→全閉
② ^{#18}	B-充てんポンプ, 電動機補機冷却水A供給ライン第1切替弁	全開→全閉
② ^{#19}	B-充てんポンプ, 電動機補機冷却水A供給ライン第2切替弁	全開→全閉
② ^{#20}	A-充てんポンプ, 電動機補機冷却水出口弁	全開→全閉
② ^{#21}	B-充てんポンプ, 電動機補機冷却水B供給ライン第1切替弁	全閉確認
② ^{#22}	B-充てんポンプ, 電動機補機冷却水B供給ライン第2切替弁	全閉確認
② ^{#23}	C-充てんポンプ, 電動機補機冷却水出口弁	全開→全閉
② ^{#24}	B-高圧注入ポンプ電動機補機冷却水出口弁	調整開→全閉
② ^{#25}	B-高圧注入ポンプ, 油冷却器補機冷却水出口弁	全開→全閉
② ^{#26}	B-格納容器スプレイポンプ補機冷却水出口止め弁	全開→全閉
② ^{#27}	B-余熱除去ポンプ電動機補機冷却水出口弁	調整開→全閉
② ^{#28}	B-余熱除去ポンプ補機冷却水出口弁	調整開→全閉
② ^{#29}	A-余熱除去ポンプ電動機補機冷却水出口弁	調整開→全閉
② ^{#30}	A-余熱除去ポンプ補機冷却水出口弁	調整開→全閉
② ^{#31}	A-格納容器スプレイポンプ電動機補機冷却水出口弁	調整開→全閉
② ^{#32}	A-格納容器スプレイポンプ補機冷却水出口弁	調整開→全閉
② ^{#33}	A-高圧注入ポンプ電動機補機冷却水出口弁	調整開→全閉
② ^{#34}	A-高圧注入ポンプ, 油冷却器補機冷却水出口弁	全開→全閉
② ^{#35}	A-制御用空気圧縮装置補機冷却水入口弁	全開→全閉
② ^{#36}	B-制御用空気圧縮装置補機冷却水入口弁	全開→全閉
② ^{#37}	C-原子炉補機冷却水供給母管止め弁	全開→全閉
② ^{#38}	原子炉補機冷却水モニタAライン入口止め弁	全開→全閉
② ^{#39}	原子炉補機冷却水モニタAライン戻り弁	全開→全閉
② ^{#40}	A, B-原子炉補機冷却水ポンプ電動機補機冷却水出口弁	全開→全閉
② ^{#41}	原子炉補機冷却水モニタBライン入口止め弁	全開→全閉
② ^{#42}	原子炉補機冷却水モニタBライン戻り弁	全開→全閉
② ^{#43}	C, D-原子炉補機冷却水ポンプ電動機補機冷却水出口弁	全開→全閉
② ^{#44}	原子炉補機冷却水Aサージライン止め弁	全開→全閉
② ^{#45}	原子炉補機冷却水Bサージライン止め弁	全開→全閉
④	可搬型ホース	ホース接続
⑦	可搬型ホース	ホース接続
⑨ ^{#1}	可搬型温度計測装置(格納容器再循環ユニット入口温度/出口温度)	取付け
⑨ ^{#2}	可搬型温度計測装置(格納容器再循環ユニット入口温度/出口温度)	取付け
⑫	可搬型大型送水ポンプ車	停止→起動
⑬ ^{#1}	C, D-C/V再循環ユニット補機冷却水入口C/V外側隔離弁	全閉→全開
⑬ ^{#2}	C-C/V再循環ユニット補機冷却水出口C/V外側隔離弁	全閉→全開
⑬ ^{#3}	D-C/V再循環ユニット補機冷却水出口C/V外側隔離弁	全閉→全開
⑬ ^{#4}	D-原子炉補機冷却水冷却器出口海水供給ライン止め弁(SA対策)	全閉→全開
⑬ ^{#5}	D-原子炉補機冷却水冷却器補機冷却水出口弁	全開→閉ロック
⑬ ^{#6}	C, D-格納容器再循環ユニット補機冷却水排水ライン止め弁(SA対策)	全閉→全開
⑬ ^{#7}	C, D-格納容器再循環ユニット補機冷却水排水ライン絞り弁(SA対策)	全閉→調整開

#1～：同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する機器があることを示す。

第 1.7.4 図 可搬型大型送水ポンプ車を用いた C, D-格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却 概要図 (2/2)

手順の項目	要員(数)	経過時間(時間)						備考	
		1	2	3	4	5	6		
						可搬型大型送水ポンプ車を用いた C, D-格納容器再循環ユニット による格納容器内自然対流冷却開始 275分 ▽	操作手順		
可搬型大型送水ポンプ車を用いた C, D-格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却	運転員 (中央制御室) A	1	系統構成 ^{※1}				系統構成 ^{※1}	② ②⑬	
		2		移動, 系統構成 ^{※2}				②	
	運転員 (現場) B, C	2			可搬型温度計測装置(格納容器再循環ユニット 入口温度/出口温度)取り付け ^{※3}			⑨	
					移動, 系統構成 ^{※2}			②	
					通水操作 ^{※4}			⑬	
	災害対策要員 A~C	3		保管場所への移動 ^{※5※6}				③	
					可搬型大型送水ポンプ車の移動, 設置, 可搬型ホース敷設, 接続 ^{※6}			③~⑦	
					可搬型大型送水ポンプ車の起動 ^{※10} 送水準備, 送水 ^{※10}			⑫	
	災害対策要員 D~F	3		保管場所への移動 ^{※5※7}				③	
					可搬型ホース敷設, 接続 ^{※9} 送水準備, 送水 ^{※10}			④ ⑫	

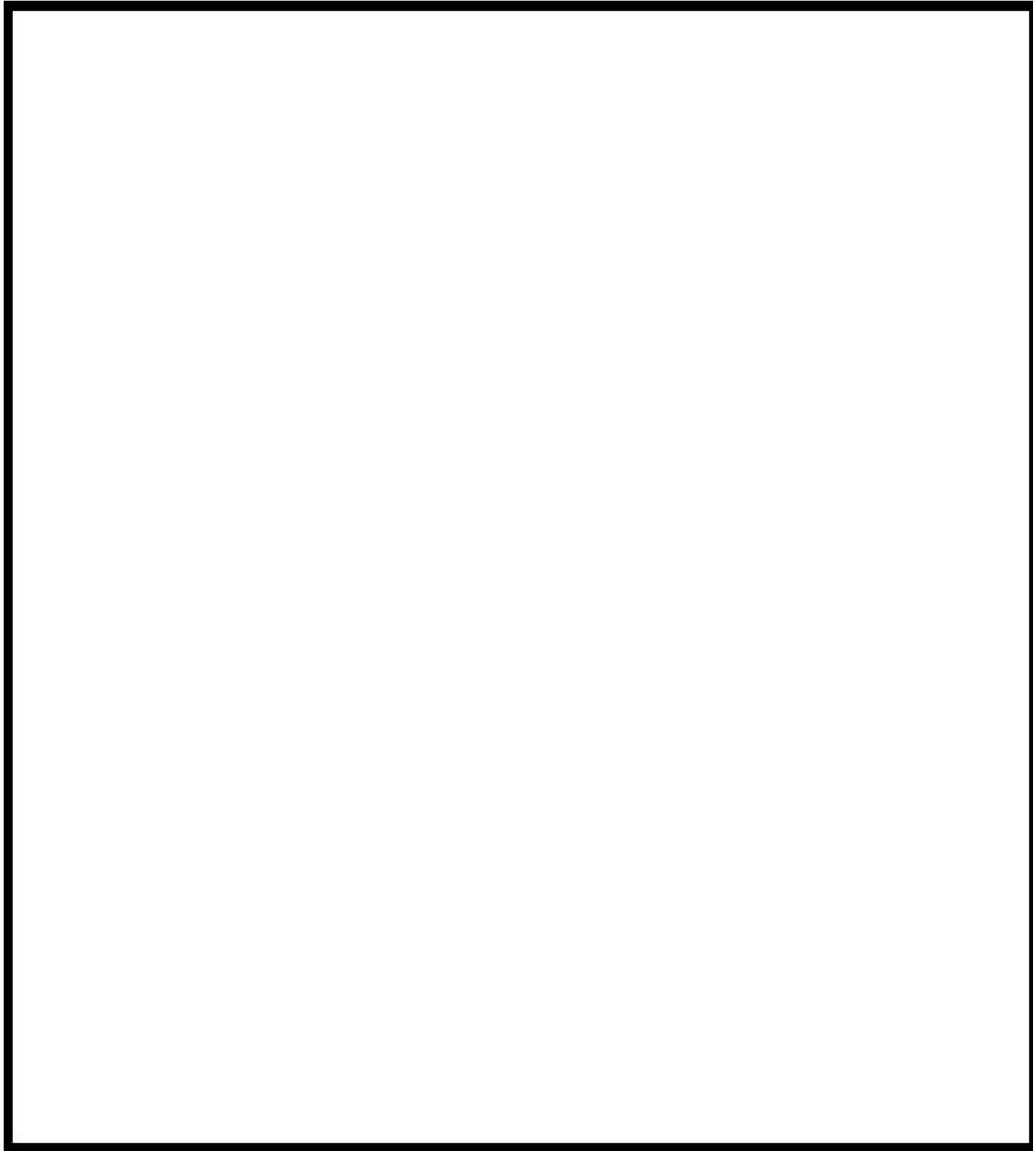
- ※1: 機器の操作時間及び動作時間に余裕を見込んだ時間
- ※2: 中央制御室から機器操作場所までの移動時間及び機器の操作時間に余裕を見込んだ時間
- ※3: 可搬型温度計測装置(格納容器再循環ユニット入口温度/出口温度)の設置実績を考慮した作業時間に余裕を見込んだ時間
- ※4: 機器の操作時間に余裕を見込んだ時間
- ※5: 可搬型大型送水ポンプ車の保管場所は51m倉庫・車庫エリア, 2号炉東側31mエリア(a)及び2号炉東側31mエリア(b),
ホース延長・回収車(送水車用)の保管場所は51m倉庫・車庫エリア及び2号炉東側31mエリア(a)及び2号炉東側31mエリア(b),
可搬型ホースの保管場所は51m倉庫・車庫エリア, 2号炉東側31mエリア(a), 2号炉東側31mエリア(b), 原子炉建屋内及び原子炉補助建屋内
- ※6: 中央制御室から51m倉庫・車庫エリアまでの移動を想定した移動時間に余裕を見込んだ時間
- ※7: 中央制御室から可搬型ホース保管場所までの移動を想定した移動時間に余裕を見込んだ時間
- ※8: 可搬型大型送水ポンプ車の移動時間として, 51m倉庫・車庫エリアから海水取水箇所(3号炉取水ビットスクリーン室)までを想定した移動時間,
可搬型大型送水ポンプ車の設置実績及び可搬型ホースの敷設実績を考慮した作業時間に余裕を見込んだ時間
- ※9: 可搬型ホースの敷設実績を考慮した作業時間に余裕を見込んだ時間
- ※10: 可搬型大型送水ポンプ車の起動実績を考慮した作業時間に余裕を見込んだ時間

第 1.7.5 図 可搬型大型送水ポンプ車を用いた C, D-格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却 タイムチャート



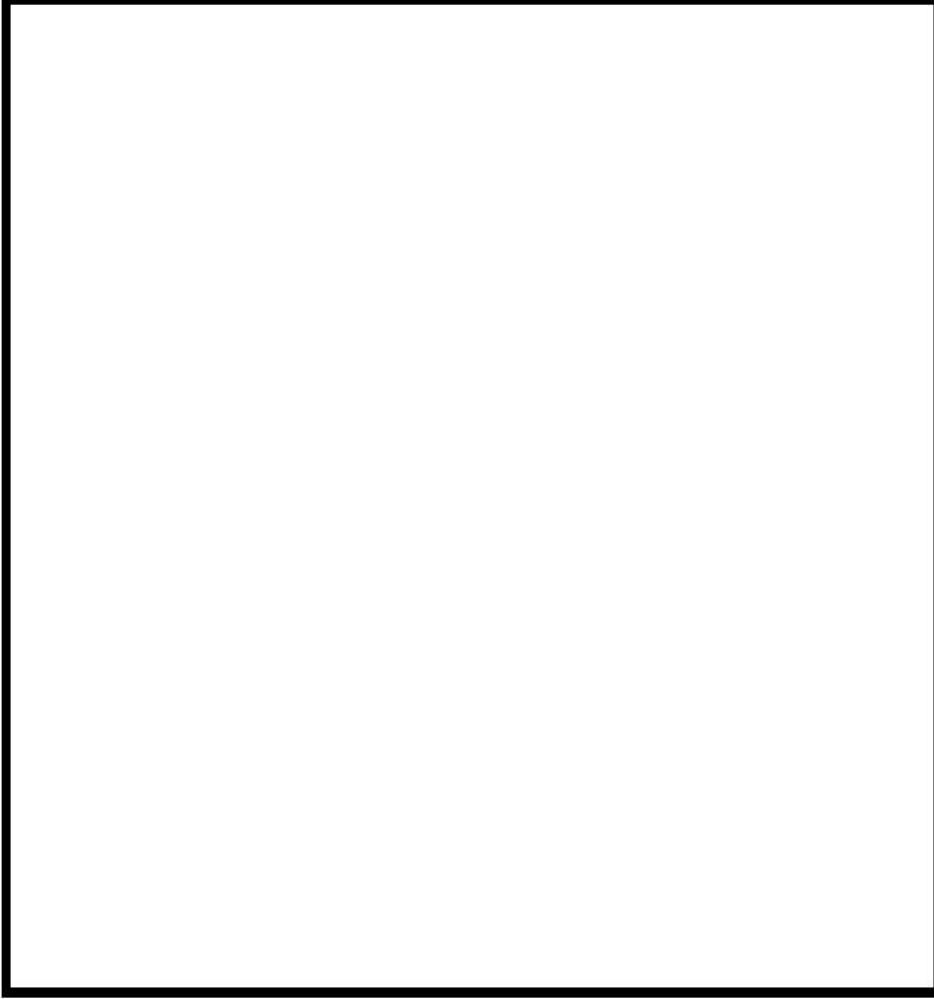
第 1.7.6 図 可搬型大型送水ポンプ車を用いた C, D-格納容器再循環ユニットによる
格納容器内自然対流冷却 ホース敷設ルート図 (1/4)

: 枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。



第 1.7.6 図 可搬型大型送水ポンプ車を用いた C, D-格納容器再循環ユニットによる
格納容器内自然対流冷却 ホース敷設ルート図 (2/4)

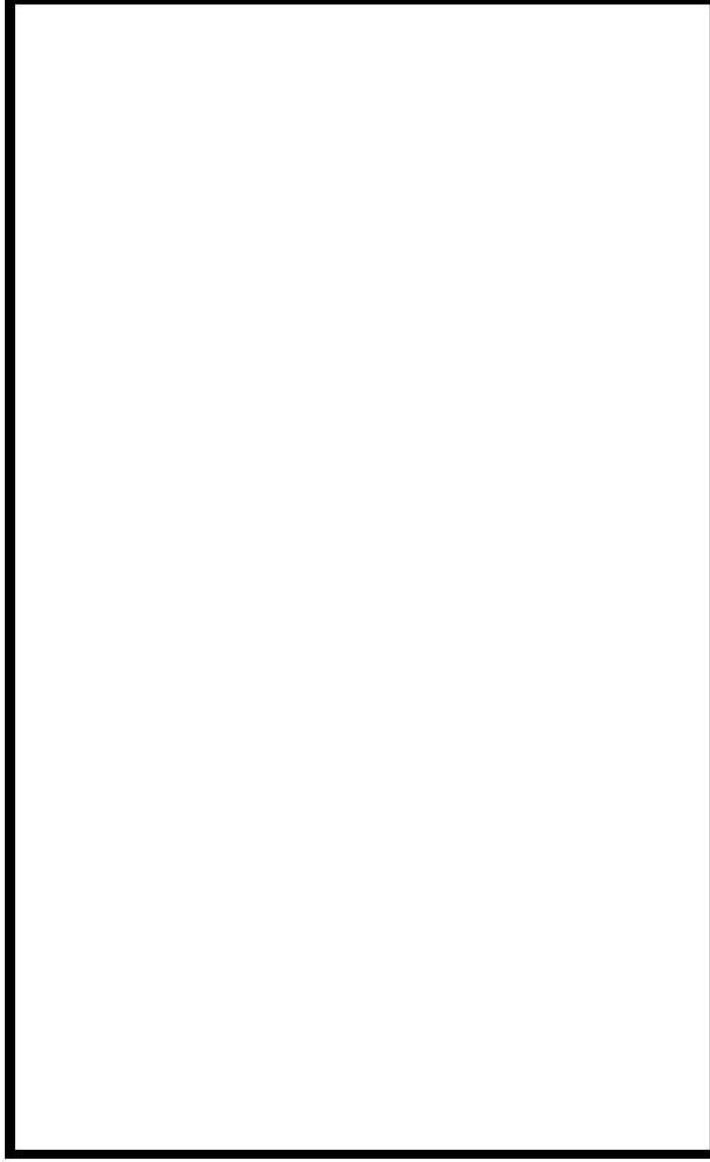
: 枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。




第 1.7.6 図 可搬型大型送水ポンプ車を用いた C, D-格納容器再循環ユニットによる
格納容器内自然対流冷却 ホース敷設ルート図 (3/4)



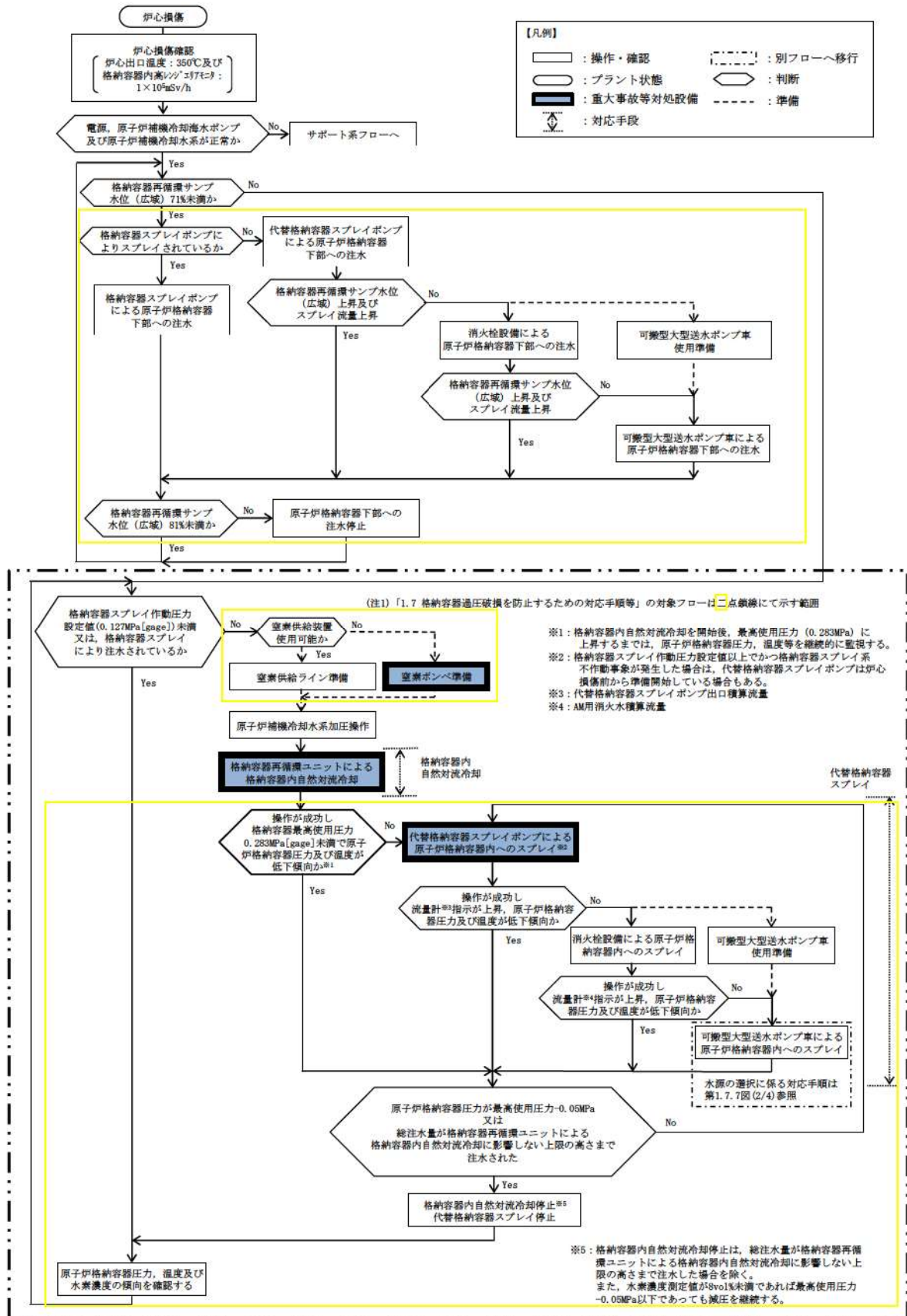
： 枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。



第 1.7.6 図 可搬型大型送水ポンプ車を用いた C, D-格納容器再循環ユニットによる
格納容器内自然対流冷却 ホース敷設ルート図 (4/4)

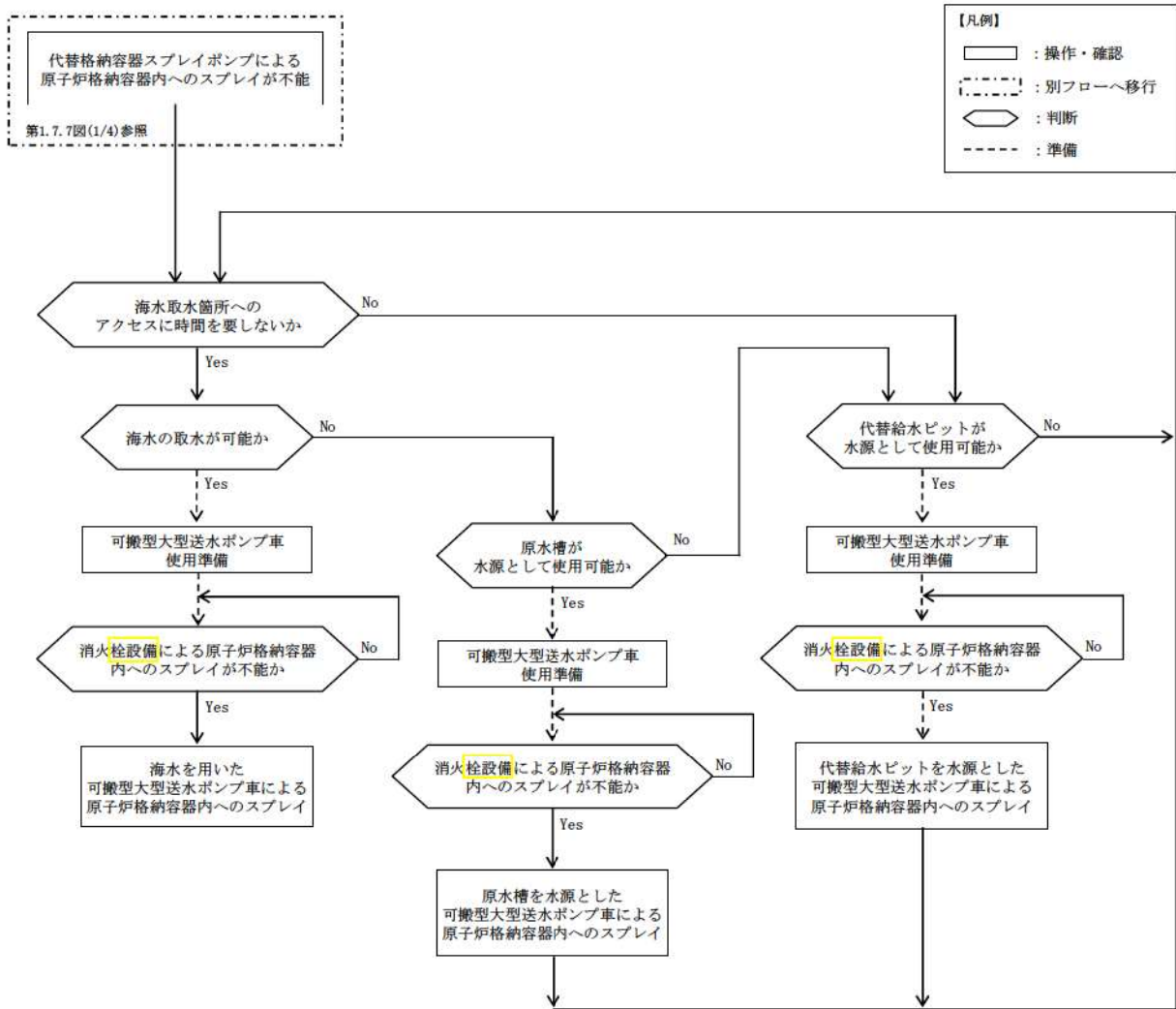
 : 枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

(1) 交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が健全である場合 (1/2)



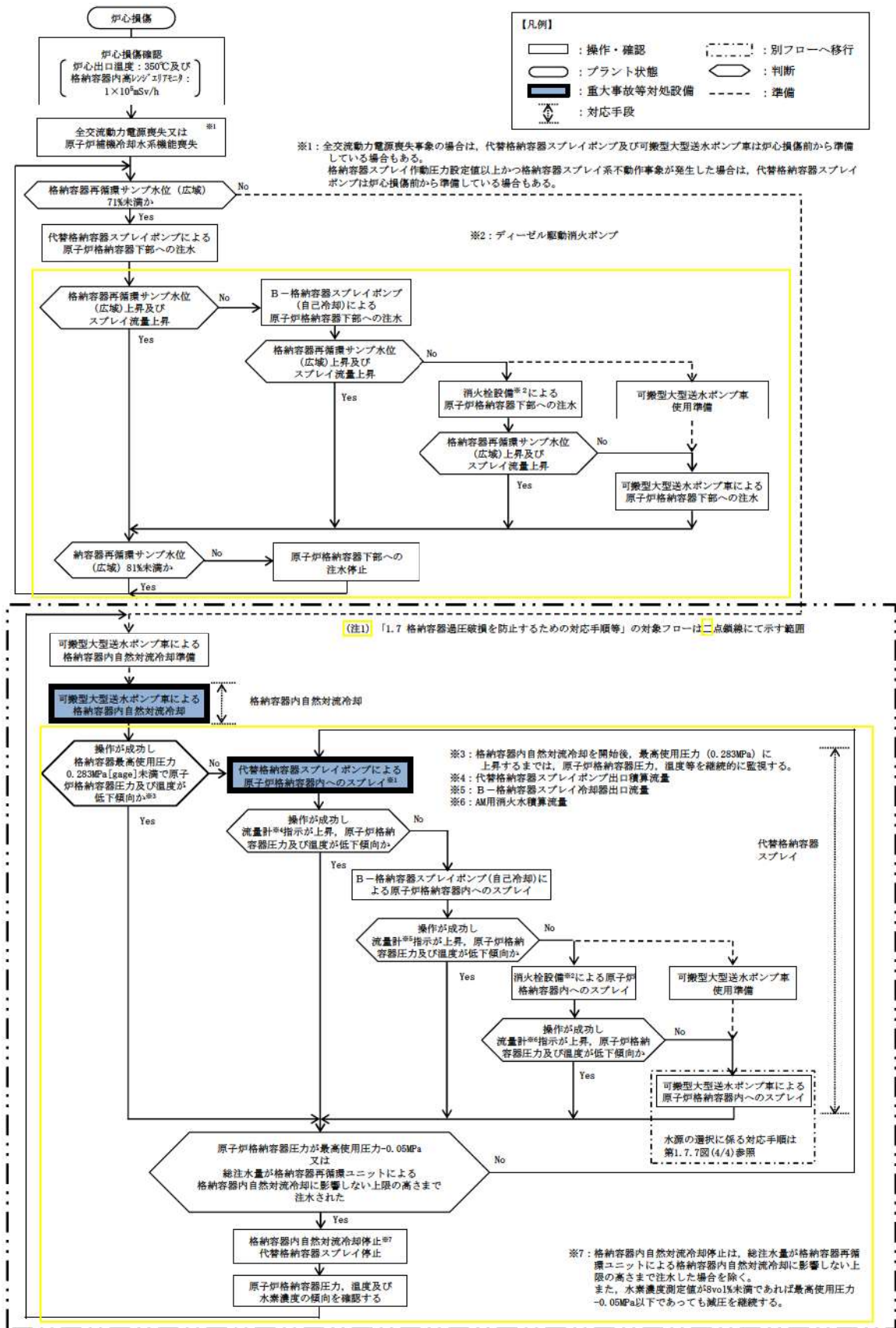
第 1.7.7 図 重大事故等時の対応手順選択フローチャート (1/4)

(1) 交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が健全である場合 (2/2)



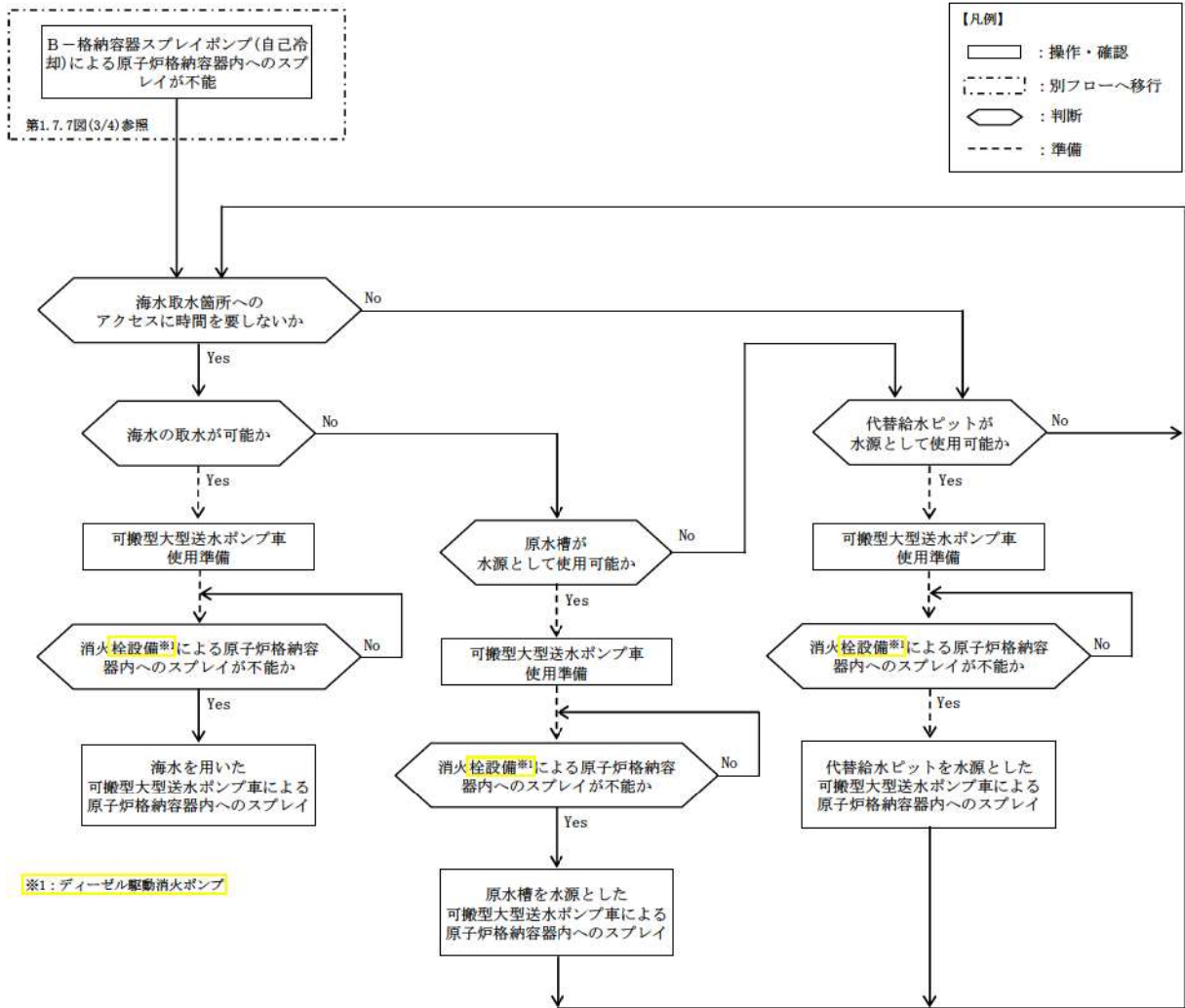
第 1.7.7 図 重大事故等時の対応手段選択フローチャート (2/4)

(2) 全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失時 (1/2)



第 1.7.7 図 重大事故等時の対応手段選択フローチャート (3/4)

(2) 全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失時 (2/2)



第 1.7.7 図 重大事故等時の対応手段選択フローチャート (4/4)

審査基準, 基準規則と対処設備との対応表 (1/6)

技術的能力審査基準 (1.7)	番号	設置許可基準規則 (五十条)	技術基準規則 (六十五条)	番号
<p>【本文】 発電用原子炉設置者において、炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器の破損を防止するため、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。</p>	①	<p>【本文】 発電用原子炉施設には、炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器の過圧による破損を防止するため、原子炉格納容器バウンダリを維持しながら原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な設備を設けなければならない。</p> <p>2 発電用原子炉施設（原子炉格納容器の構造上、炉心の著しい損傷が発生した場合において短時間のうちに原子炉格納容器の過圧による破損が発生するおそれがあるものに限る。）には、前項の設備に加えて、原子炉格納容器内の圧力を大気中に逃がすために必要な設備を設けなければならない。</p> <p>3 前項の設備は、共通要因によって第一項の設備の過圧破損防止機能（炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器の過圧による破損を防止するために必要な機能をいう。）と同時にその機能が損なわれるおそれがないよう、適切な措置を講じたものでなければならない。</p>	<p>【本文】 発電用原子炉施設には、炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器の過圧による破損を防止するため、原子炉格納容器バウンダリ（設置許可基準規則第二条第二項第三十七号に規定する原子炉格納容器バウンダリをいう。）を維持しながら原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な設備を施設しなければならない。</p> <p>2 発電用原子炉施設（原子炉格納容器の構造上、炉心の著しい損傷が発生した場合において短時間のうちに原子炉格納容器の過圧による破損が発生するおそれがあるものに限る。）には、前項の設備に加えて、原子炉格納容器内の圧力を大気中に逃がすために必要な設備を施設しなければならない。</p> <p>3 前項の設備は、共通要因によって第一項の設備の過圧破損防止機能（炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器の過圧による破損を防止するために必要な機能をいう。）と同時にその機能が損なわれるおそれがないよう、適切な措置を講じたものでなければならない。</p>	③
<p>【解釈】 1 「原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。</p>	-	<p>【解釈】 1 第1項に規定する「原子炉格納容器バウンダリを維持」とは、限界圧力及び限界温度において評価される原子炉格納容器の漏えい率を超えることなく、原子炉格納容器内の放射性物質を閉じ込めておくことをいい、「原子炉格納容器バウンダリを維持しながら原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な設備」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備をいう。</p>	<p>【解釈】 1 第1項に規定する「原子炉格納容器バウンダリ（設置許可基準規則第2条第2項第37号に規定する原子炉格納容器バウンダリをいう。）を維持」とは、限界圧力及び限界温度において評価される原子炉格納容器の漏えい率を超えることなく、原子炉格納容器内の放射性物質を閉じ込めておくことをいい、「原子炉格納容器バウンダリ（設置許可基準規則第2条第2項第37号に規定する原子炉格納容器バウンダリをいう。）を維持しながら原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な設備」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備をいう。</p>	-
<p>(1) 原子炉格納容器の過圧破損の防止 a) 炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器の破損を防止するため、格納容器代替循環冷却系、格納容器圧力逃がし装置又は格納容器再循環ユニットにより、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な手順等を整備すること。</p>	②	<p>a) 格納容器代替循環冷却系又は格納容器再循環ユニットを設置すること。</p>	<p>a) 格納容器代替循環冷却系又は格納容器再循環ユニットを設置すること。</p>	④
<p>b) 格納容器代替循環冷却系又は格納容器再循環ユニットによる原子炉格納容器内の圧力及び温度の低下の手順は、格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器の圧力及び温度の低下の手順に優先して実施されるものであること。</p>	-	<p>2 第2項に規定する「原子炉格納容器の構造上、炉心の著しい損傷が発生した場合において短時間のうちに原子炉格納容器の過圧による破損が発生するおそれがあるもの」とは、原子炉格納容器の容積が小さく炉心損傷後の事象進展が速い発電用原子炉施設であるBWR及びアイスコンデンサ型格納容器を有するPWRをいう。</p>	<p>2 第2項に規定する「原子炉格納容器の構造上、炉心の著しい損傷が発生した場合において短時間のうちに原子炉格納容器の過圧による破損が発生するおそれがあるもの」とは、原子炉格納容器の容積が小さく炉心損傷後の事象進展が速い発電用原子炉施設であるBWR及びアイスコンデンサ型格納容器を有するPWRをいう。</p>	-

審査基準, 基準規則と対処設備との対応表 (2/6)

技術的能力審査基準 (1.7)	番号	設置許可基準規則 (五十条)	技術基準規則 (六十五条)	番号
(2) 悪影響防止 a) 格納容器圧力逃がし装置の使用に際しては、必要に応じて、原子炉格納容器の負圧破損を防止する手順等を整備すること。	—	3 第2項に規定する「原子炉格納容器内の圧力を大気中に逃がすために必要な設備」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備をいう。 a) 格納容器圧力逃がし装置を設置すること。	3 第2項に規定する「原子炉格納容器内の圧力を大気中に逃がすために必要な設備」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備をいう。 a) 格納容器圧力逃がし装置を設置すること。	—
(3) 現場操作等 a) 格納容器圧力逃がし装置の隔離弁は、人力により容易かつ確実に開閉操作ができること。	—	b) 上記3 a) の格納容器圧力逃がし装置とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備をいう。 i) 格納容器圧力逃がし装置は、排気に含まれる放射性物質の量を低減するものであること。	b) 上記3 a) の格納容器圧力逃がし装置とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備をいう。 i) 格納容器圧力逃がし装置は、排気に含まれる放射性物質の量を低減するものであること。	—
b) 炉心の著しい損傷時においても、現場において、人力で格納容器圧力逃がし装置の隔離弁の操作ができるよう、遮蔽又は隔離等の放射線防護対策がなされていること。	—	ii) 格納容器圧力逃がし装置は、可燃性ガスの爆発防止等の対策が講じられていること。	ii) 格納容器圧力逃がし装置は、可燃性ガスの爆発防止等の対策が講じられていること。	—
c) 隔離弁の駆動源が喪失した場合においても、格納容器圧力逃がし装置の隔離弁を操作できるよう、必要な資機材を近傍に配備する等の措置を講じること。	—	iii) 格納容器圧力逃がし装置の配管等は、他の系統・機器(例えばSGTS)や他号機の格納容器圧力逃がし装置等と共用しないこと。ただし、他への悪影響がない場合を除く。	iii) 格納容器圧力逃がし装置の配管等は、他の系統・機器(例えばSGTS)や他号機の格納容器圧力逃がし装置等と共用しないこと。ただし、他への悪影響がない場合を除く。	—
(4) 放射線防護 a) 排気により高線量となるフィルター等からの被ばくを低減するための遮蔽等の放射線防護対策がなされていること。	—	iv) また、格納容器圧力逃がし装置の使用に際しては、必要に応じて、原子炉格納容器の負圧破損を防止する設備を整備すること。	iv) また、格納容器圧力逃がし装置の使用に際しては、必要に応じて、原子炉格納容器の負圧破損を防止する設備を整備すること。	—
—	—	v) 格納容器圧力逃がし装置の隔離弁は、人力により容易かつ確実に開閉操作ができること。	v) 格納容器圧力逃がし装置の隔離弁は、人力により容易かつ確実に開閉操作ができること。	—
—	—	vi) 炉心の著しい損傷時においても、現場において、人力で格納容器圧力逃がし装置の隔離弁の操作ができるよう、遮蔽又は隔離等の放射線防護対策がなされていること。	vi) 炉心の著しい損傷時においても、現場において、人力で格納容器圧力逃がし装置の隔離弁の操作ができるよう、遮蔽又は隔離等の放射線防護対策がなされていること。	—
—	—	vii) 原子炉格納容器の隔離機能を有するラプチャーディスクを設置する場合は、バイパス弁を併置すること。ただし、当該ラプチャーディスクを強制的に手動で破壊する装置を設置する場合は、この限りでない。	vii) 原子炉格納容器の隔離機能を有するラプチャーディスクを設置する場合は、バイパス弁を併置すること。ただし、当該ラプチャーディスクを強制的に手動で破壊する装置を設置する場合は、この限りでない。	—
—	—	viii) 格納容器圧力逃がし装置の窒素充填、雨水の浸入防止等のためにラプチャーディスクを設置する場合は、当該ラプチャーディスクは、格納容器圧力逃がし装置の機能を損なうおそれがないよう十分に低い圧力で作動するものであること。	viii) 格納容器圧力逃がし装置の窒素充填、雨水の浸入防止等のためにラプチャーディスクを設置する場合は、当該ラプチャーディスクは、格納容器圧力逃がし装置の機能を損なうおそれがないよう十分に低い圧力で作動するものであること。	—
—	—	ix) 格納容器圧力逃がし装置は、長期的にも熔融炉心及び水没の悪影響を受けない場所に接続されていること。	ix) 格納容器圧力逃がし装置は、長期的にも熔融炉心及び水没の悪影響を受けない場所に接続されていること。	—
—	—	x) 排気により高線量となるフィルター等からの被ばくを低減するための遮蔽等の放射線防護対策がなされていること。	x) 排気により高線量となるフィルター等からの被ばくを低減するための遮蔽等の放射線防護対策がなされていること。	—
—	—	xi) 格納容器圧力逃がし装置からの放射性物質を含む気体の排気を放射線量の変化によって検出するため、当該装置の排気口又はこれに近接する箇所に放射線量を測定することができる設備を設けること。	xi) 格納容器圧力逃がし装置からの放射性物質を含む気体の排気を放射線量の変化によって検出するため、当該装置の排気口又はこれに近接する箇所に放射線量を測定することができる設備を設けること。	—
—	—	4 第3項に規定する「適切な措置を講じたもの」とは、多様性及び可能な限り独立性を有し、位置的分散を図ることをいう。	4 第3項に規定する「適切な措置を講じたもの」とは、多様性及び可能な限り独立性を有し、位置的分散を図ることをいう。	—

審査基準，基準規則と対処設備との対応表 (3/6)

■ : 重大事故等対処設備 ■ : 重大事故等対処設備 (設計基準拡張)

重大事故等対処設備を使用した手段 審査基準の要求に適合するための手段				自主対策						
対応手段	機器名称	既設 新設	解釈 対応 番号	対応手段	機器名称	常設 可稼	必要時間内に 使用可能か	対応可能な 人数で 使用可能か	備考	
原子炉格納容器内へのスプレイングによる	格納容器スプレィポンプ	既設	① ③	-	-	-	-	-	-	
	燃料取替用水ビット	既設								
	格納容器スプレィ冷却器	既設								
	非常用炉心冷却設備 配管・弁	既設								
	原子炉格納容器スプレィ設備 配管・弁	既設 新設								
	スプレィノズル	既設								
	スプレィリング	既設								
	原子炉格納容器	既設								
	原子炉補機冷却設備	既設								
	非常用取水設備	既設								
	非常用交流電源設備	既設 新設								
	C，D-I格納容器内自然対流冷却	C，D-I格納容器再循環ユニット								既設
C，D-I原子炉補機冷却水ポンプ		既設	-	-	-	-	-	-		
C，D-I原子炉補機冷却水冷却器		既設								
原子炉補機冷却水サージタンク		既設								
原子炉補機冷却水サージタンク加圧用可搬型宣言ガスポンプ		新設								
ホース・弁		新設								
C，D-I原子炉補機冷却海水ポンプ		既設								
C，D-I原子炉補機冷却海水ポンプ出口ストレーナ		既設								
C，D-I原子炉補機冷却海水冷却器海水入口ストレーナ		既設								
原子炉補機冷却設備 (原子炉補機冷却水設備) 配管・弁		既設								
原子炉補機冷却設備 (原子炉補機冷却海水設備) 配管・弁		既設								
原子炉格納容器		既設								
非常用取水設備		既設								
可搬型温度計測装置 (格納容器再循環ユニット入口温度/出口温度)		新設								
非常用交流電源設備	既設 新設									
代替格納容器内へのスプレイングによる	代替格納容器スプレィポンプ	新設	① ③	-	-	-	-	-	-	
	燃料取替用水ビット	既設								
	補助給水ビット	既設								
	非常用炉心冷却設備 配管・弁	既設								
	2次冷却設備 (補助給水設備) 配管・弁	既設 新設								
	原子炉格納容器スプレィ設備 配管・弁	既設 新設								
	スプレィノズル	既設								
	スプレィリング	既設								
	原子炉格納容器	既設								
	非常用交流電源設備	既設 新設								
	常設代替交流電源設備	既設 新設								
	可搬型代替交流電源設備	既設 新設								
	代替所内電気設備	既設 新設								

審査基準，基準規則と対処設備との対応表 (4/6)

■ : 重大事故等対処設備 □ : 重大事故等対処設備 (設計基準拡張)

重大事故等対処設備を使用した手段 審査基準の要求に適合するための手段				自主対策					
対応手段	機器名称	既設新設	解釈対応番号	対応手段	機器名称	常設可搬	必要時間内に使用可能か	対応可能な人数で使用可能か	備考
-	-	-	-	原子炉格納容器内へのスプレイによる ディーゼル駆動消火ポンプ又は 電動機駆動消火ポンプによる	電動機駆動消火ポンプ	常設	35分	3名	自主対策とする理由は本文参照
					ディーゼル駆動消火ポンプ	常設			
					ろ過水タンク	常設			
					可搬型ホース	可搬			
					火災防護設備 (消火栓設備) 配管・弁	常設			
					給水処理設備 配管・弁	常設			
					原子炉格納容器スプレイ設備 配管・弁	常設			
					スプレイノズル	常設			
					スプレイリング	常設			
					原子炉格納容器	常設			
					非常用交流電源設備	常設			
				常用電源設備	常設				
-	-	-	-	原子炉格納容器内へ海水を用いた 可搬型大型送水ポンプ車による スプレイ	可搬型大型送水ポンプ車	可搬	225分	9名	自主対策とする理由は本文参照
					可搬型ホース・接続口	可搬			
					ホース延長・回収車 (送水車用)	可搬			
					非常用炉心冷却設備 配管・弁	常設			
					原子炉格納容器スプレイ設備 配管・弁	常設			
					スプレイノズル	常設			
					スプレイリング	常設			
					原子炉格納容器	常設			
					非常用取水設備	常設			
					非常用交流電源設備	常設			
					燃料補給設備	常設可搬			
				常設代替交流電源設備	常設可搬				
-	-	-	-	原子炉格納容器内へ水原とした 代替給水ビットを用いた 可搬型大型送水ポンプ車による スプレイ	可搬型大型送水ポンプ車	可搬	170分	9名	自主対策とする理由は本文参照
					可搬型ホース・接続口	可搬			
					ホース延長・回収車 (送水車用)	可搬			
					代替給水ビット	常設			
					非常用炉心冷却設備 配管・弁	常設			
					原子炉格納容器スプレイ設備 配管・弁	常設			
					スプレイノズル	常設			
					スプレイリング	常設			
					原子炉格納容器	常設			
					非常用交流電源設備	常設			
					燃料補給設備	常設可搬			
				常設代替交流電源設備	常設可搬				

審査基準, 基準規則と対処設備との対応表 (5/6)

■ : 重大事故等対処設備 ■ : 重大事故等対処設備 (設計基準拡張)

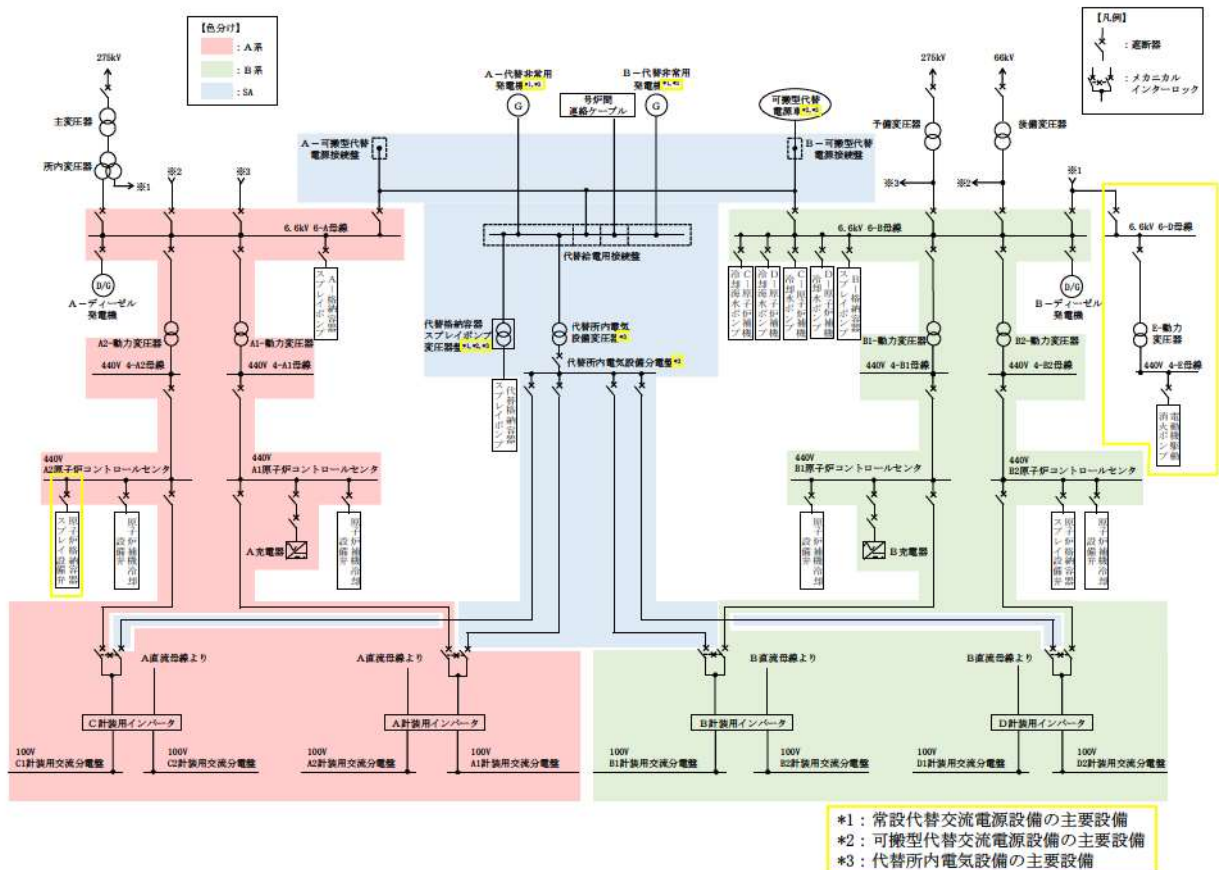
重大事故等対処設備を使用した手段 審査基準の要求に適合するための手段				自主対策						
対応手段	機器名称	既設 新設	解釈 対応 番号	対応手段	機器名称	常設 可撤	必要時間内に 使用可能か	対応可能な 人数で 使用可能か	備考	
-	-	-	-	原子炉格納容器内へのスプレイによる 原子炉格納容器内へのスプレイによる 原子炉格納容器内へのスプレイによる 原子炉格納容器内へのスプレイによる 原子炉格納容器内へのスプレイによる 原子炉格納容器内へのスプレイによる 原子炉格納容器内へのスプレイによる 原子炉格納容器内へのスプレイによる 原子炉格納容器内へのスプレイによる 原子炉格納容器内へのスプレイによる 原子炉格納容器内へのスプレイによる 原子炉格納容器内へのスプレイによる	可搬型大型送水ポンプ車	可撤	225分	9名	自主対策とする理由は本文参照	
					可搬型ホース・接続口	可撤				
					ホース延長・回収車 (送水車用)	可撤				
					原水種	常設				
					2次系純水タンク	常設				
					ろ過水タンク	常設				
					非常用炉心冷却設備 配管・弁	常設				
					原子炉格納容器スプレイ設備 配管・弁	常設				
					給水処理設備 配管・弁	常設				
					スプレイノズル	常設				
					スプレイリング	常設				
					原子炉格納容器	常設				
					非常用交流電源設備	常設				
				燃料補給設備	常設 可撤					
				常設代替交流電源設備	常設 可撤					
C, D-Iによる格納容器内自然対流冷却 C, D-Iによる格納容器内自然対流冷却 C, D-Iによる格納容器内自然対流冷却 C, D-Iによる格納容器内自然対流冷却 C, D-Iによる格納容器内自然対流冷却 C, D-Iによる格納容器内自然対流冷却 C, D-Iによる格納容器内自然対流冷却 C, D-Iによる格納容器内自然対流冷却 C, D-Iによる格納容器内自然対流冷却	可搬型大型送水ポンプ車	新設	① ② ③ ④	-	-	-	-	-	-	
	可搬型ホース・接続口	新設								
	ホース延長・回収車 (送水車用)	新設								
	C, D-I格納容器再循環ユニット	既設								
	原子炉補機冷却設備 (原子炉補機冷却水設備) 配管・弁	既設 新設								
	原子炉格納容器	既設								
	非常用取水設備	既設								
	可搬型温度計測装置 (格納容器再循環ユニット入口温度/出口温度)	新設								
	常設代替交流電源設備	既設 新設								
燃料補給設備	既設 新設									

審査基準，基準規則と対処設備との対応表 (6/6)

■ : 重大事故等対処設備 ■ : 重大事故等対処設備 (設計基準拡張)

重大事故等対処設備を使用した手段 審査基準の要求に適合するための手段				自主対策					
対応手段	機器名称	既設 新設	解釈 対応 番号	対応手段	機器名称	常設 可搬	必要時間内に 使用可能か	対応可能な 人数で 使用可能か	備考
-	-	-	-	B-1格納容器スプレイ 原子炉格納容器内へのスプレイ	B-1格納容器スプレイポンプ	常設	45分	3名	自主対策とする理由は本文参照
					可搬型ホース	可搬			
					燃料取替用水ピット	常設			
					B-1格納容器スプレイ冷却器	常設			
					非常用炉心冷却設備 配管・弁	常設			
					原子炉格納容器スプレイ設備 配管・弁	常設			
					スプレイノズル	常設			
					スプレイリング	常設			
					原子炉格納容器	常設			
					原子炉補機冷却設備 (原子炉補機冷却水設備) 配管・弁	常設			
常設代替交流電源設備	常設 可搬								
-	-	-	-	ディーゼル駆動消火ポンプ 原子炉格納容器内へのスプレイ	ディーゼル駆動消火ポンプ	常設	35分	3名	自主対策とする理由は本文参照
					ろ過水タンク	常設			
					可搬型ホース	可搬			
					火災防護設備 (消火栓設備) 配管・弁	常設			
					給水処理設備 配管・弁	常設			
					原子炉格納容器スプレイ設備 配管・弁	常設			
					スプレイノズル	常設			
					スプレイリング	常設			
					原子炉格納容器	常設			
					常設代替交流電源設備	常設 可搬			

対応手段として選定した設備の電源構成図



第1図 電源構成図（交流電源）

自主対策設備仕様

機器名称	常設 /可搬	耐震性	容量	揚程	台数
窒素供給装置	常設	Cクラス	約8,000L	—	1基
電動機駆動消火ポンプ	常設	Cクラス	約390m ³ /h	138m	1台
ディーゼル駆動消火ポンプ	常設	Cクラス	約390m ³ /h	133m	1台
ろ過水タンク	常設	Cクラス	約1,500m ³	—	2基
可搬型大型送水ポンプ車	可搬	転倒評価	約300m ³ /h	吐出圧力 約1.3MPa[gage]	4台+予備2台
代替給水ピット	常設	Cクラス	約473m ³	—	1基
原水槽	常設	Cクラス	約5,000m ³	—	2基
2次系純水タンク	常設	Cクラス	約1,500m ³	—	2基
B-格納容器スプレイポンプ	常設	Sクラス	約940m ³ /h	約170m	1台
燃料取替用水ピット	常設	Sクラス	約2,000m ³	—	1基

C, D-格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却

【原子炉補機冷却系加圧操作】

1. 操作概要

原子炉格納容器内の熱を輸送する原子炉補機冷却水の沸騰を防止するため、原子炉補機冷却水系の加圧を行う。

2. 操作場所

周辺補機棟 T. P. 43. 6m, T. P. 46. 2m

3. 必要要員数及び操作時間

必要要員数 : 2名
 操作時間 (想定) : 60分
 操作時間 (訓練実績等) : 41分 (現場移動, 放射線防護具着用時間を含む。)

4. 操作の成立性

移動経路 : ヘッドライト, 懐中電灯等を携行していることから, 建屋内照明消灯時においてもアクセス可能である。また, アクセスルート上に支障となる設備はない。

作業環境 : 事故環境下における室温は通常運転状態と同等である。また, 作業エリアに設置されている照明はバッテリー内蔵型であり, 事故環境下においても作業可能である。

操作性 : 操作は汚染の可能性を考慮し, 防護具 (全面マスク, 個人線量計, ゴム手袋等) を装備又は携行して作業を行う。

連絡手段 : 通常行う弁操作と同じであり, 容易に操作可能である。また, 可搬型ホース接続についてはクイックカップラ式であり容易に接続可能である。操作専用工具もボンベ付近に設置している。

連絡手段 : 事故環境下において通常の連絡手段が使用不能となった場合でも, 携行型通話装置を使用し, 確実に中央制御室へ連絡することが可能である。



原子炉補機冷却水サージタンク
 加圧用可搬型窒素ガスボンベ
 (周辺補機棟 T. P. 43. 6m)



原子炉補機冷却水系加圧
 系統構成
 (周辺補機棟 T. P. 43. 6m)



原子炉補機冷却水サージタンク
 窒素供給ホースカップラ接続
 (周辺補機棟 T. P. 43. 6m)



原子炉補機冷却水系加圧操作
 (周辺補機棟 T. P. 46. 2m)

【可搬型温度計測装置（格納容器再循環ユニット入口温度／出口温度）取付け】

1. 作業概要

C, D-格納容器再循環ユニットでの冷却状況を確認するために、可搬型温度計測装置（格納容器再循環ユニット入口温度／出口温度）を取付ける。

2. 作業場所

原子炉補助建屋 T. P. 17. 8m

周辺補機棟 T. P. 14. 3m

3. 必要要員数及び作業時間

必要要員数 : 2名
 作業時間（想定） : 60分
 作業時間（訓練実績等） : 47分（現場移動、放射線防護具着用時間を含む。）

4. 作業の成り立ち

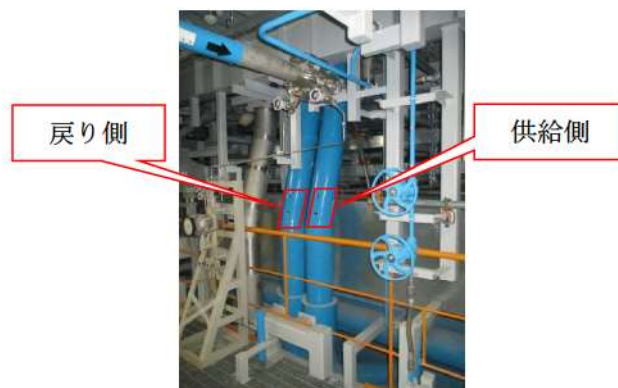
移動経路 : ヘッドライト、懐中電灯等を携行していることから、建屋内照明消灯時においてもアクセス可能である。また、現場への移動は、地震等による重大事故等が発生した場合でも安全に移動できる経路を移動する。また、アクセスルート上に支障となる設備はない。

作業環境 : 事故環境下における室温は通常運転状態と同等である。可搬型温度計測装置（格納容器再循環ユニット入口温度／出口温度）の保管エリア、運搬ルート及び設置エリア周辺には、作業を行う上で支障となる設備はなく、また、ヘッドライト、懐中電灯等を携行していることから、事故環境下においても作業可能である。

操作性 : 操作は汚染の可能性を考慮し、防護具（全面マスク、個人線量計、ゴム手袋等）を装備又は携行して作業を行う。

連絡手段 : 可搬型温度計測装置（格納容器再循環ユニット入口温度／出口温度）の取付け作業は、一般的な作業であり、容易に実施できる。

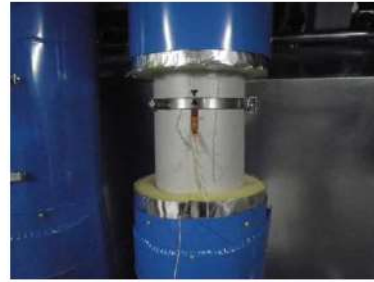
連絡手段 : 事故環境下において通常の連絡手段が使用不能となった場合でも、携行型通話装置を使用し、確実に中央制御室へ連絡することが可能である。



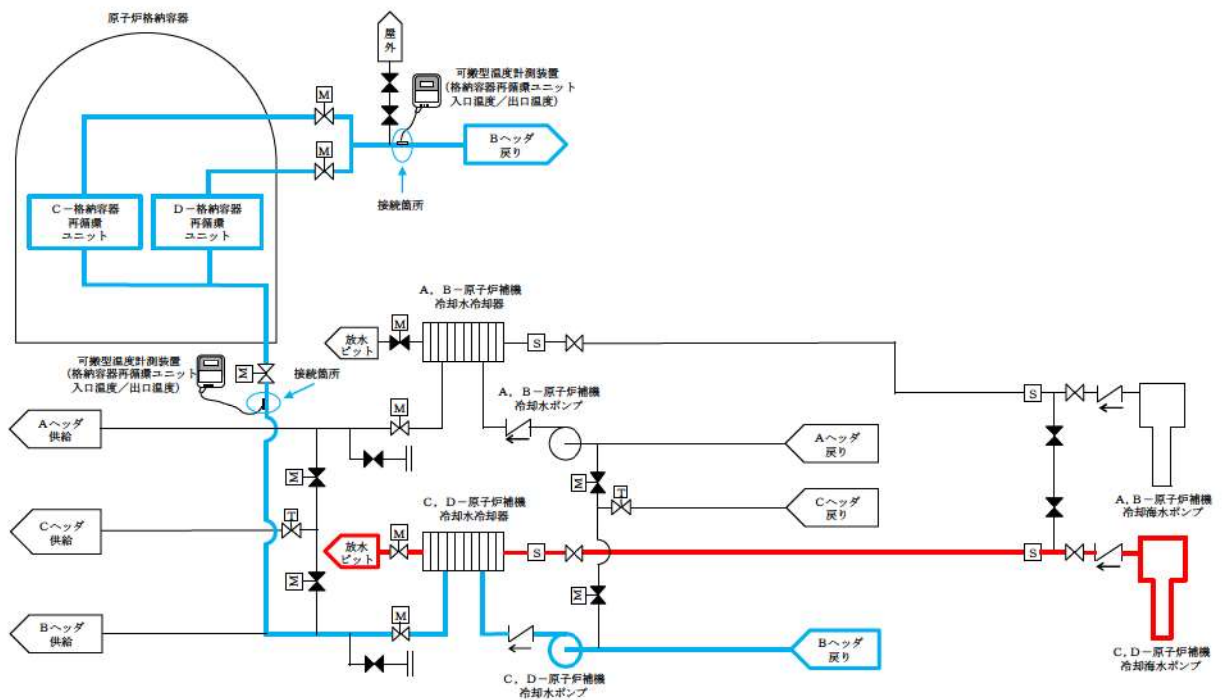
可搬型温度計測装置（格納容器再循環ユニット
 入口温度／出口温度）設置場所
 （周辺補機棟 T. P. 14. 3m）



可搬型温度計測装置（格納容器再循環ユニット
入口温度／出口温度）
（左：データコレクタ，右：温度ロガー）



SUSバンド取り付け



可搬型温度計測装置（格納容器再循環ユニット入口温度／出口温度）設置場所の概要図

原子炉補機冷却水サージタンク加圧について

重大事故等時における原子炉格納容器内の除熱手段として、C、D-格納容器再循環ユニットに原子炉補機冷却水を通水し除熱を行う格納容器内自然対流冷却がある。格納容器内自然対流冷却では、原子炉格納容器内の熱を除去する過程で原子炉補機冷却水の温度が上昇し、原子炉補機冷却水の沸騰により原子炉補機冷却機能が喪失することを防止するため、格納容器内自然対流冷却に先立ち原子炉補機冷却水サージタンク加圧用可搬型窒素ガスポンベにより原子炉補機冷却水サージタンクを加圧する。

加圧設定値 0.28MPa[gage]は、有効性評価「原子炉格納容器の除熱機能喪失 大破断 LOCA 時に低圧再循環機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」における原子炉格納容器内ピーク温度に到達した場合において格納容器再循環ユニットに通水しても原子炉補機冷却水系が沸騰しない圧力としている。

有効性評価「原子炉格納容器の除熱機能喪失 大破断 LOCA 時に低圧再循環機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」における格納容器内自然対流冷却では、格納容器内最高温度は約 135℃であり、この飽和蒸気圧力は 0.212MPa[gage]であることから加圧設定値 0.28MPa[gage]であれば、原子炉補機冷却水系が沸騰することはない。

なお、安全弁設定値は加圧設定値より高いため、安全弁を動作させないための処置は不要である。

1. 原子炉補機冷却水サージタンク設備概要について

最高使用圧力：0.34MPa[gage]（安全弁動作設定値）

最高使用温度：95℃

加圧設定値：0.28MPa[gage]（原子炉補機冷却水サージタンク加圧用可搬型窒素ガスポンベ設置本数：4本）

通常運転圧力：0.005～0.04MPa[gage]

以上

参考資料：原子炉補機冷却水サージタンク設計上の最高使用温度の保守性について

原子炉補機冷却水サージタンク設計上の最高使用温度の保守性について

原子炉格納容器の除熱機能喪失時（大破断 LOCA 時に低圧再循環機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故）の原子炉補機冷却水系の運転状態を図 1 に示す。

- ・ 原子炉補機冷却水サージタンク出口配管の原子炉補機冷却水戻り母管との接続位置は、格納容器再循環ユニット戻り配管の原子炉補機冷却水戻り母管への合流点より下流側である。
- ・ 原子炉補機冷却水冷却器から冷却水（運転温度 \square °C 以下）が供給され、格納容器再循環ユニットからの戻り配管（運転温度 \square °C 以下）からの冷却水（約 \square m³/h）とその他原子炉補機からの戻り配管からの冷却水（約 \square m³/h）が合流した母管における原子炉補機冷却水の運転温度は、 \square °C 以下となる。
- ・ 原子炉補機冷却水サージタンク及びその出口配管の運転温度は、運転温度 \square °C 以下の母管に出口配管が接続されていること、また、サージタンク側から加圧することから、戻り母管の運転温度（ \square °C 以下）より相対的に低くなる。

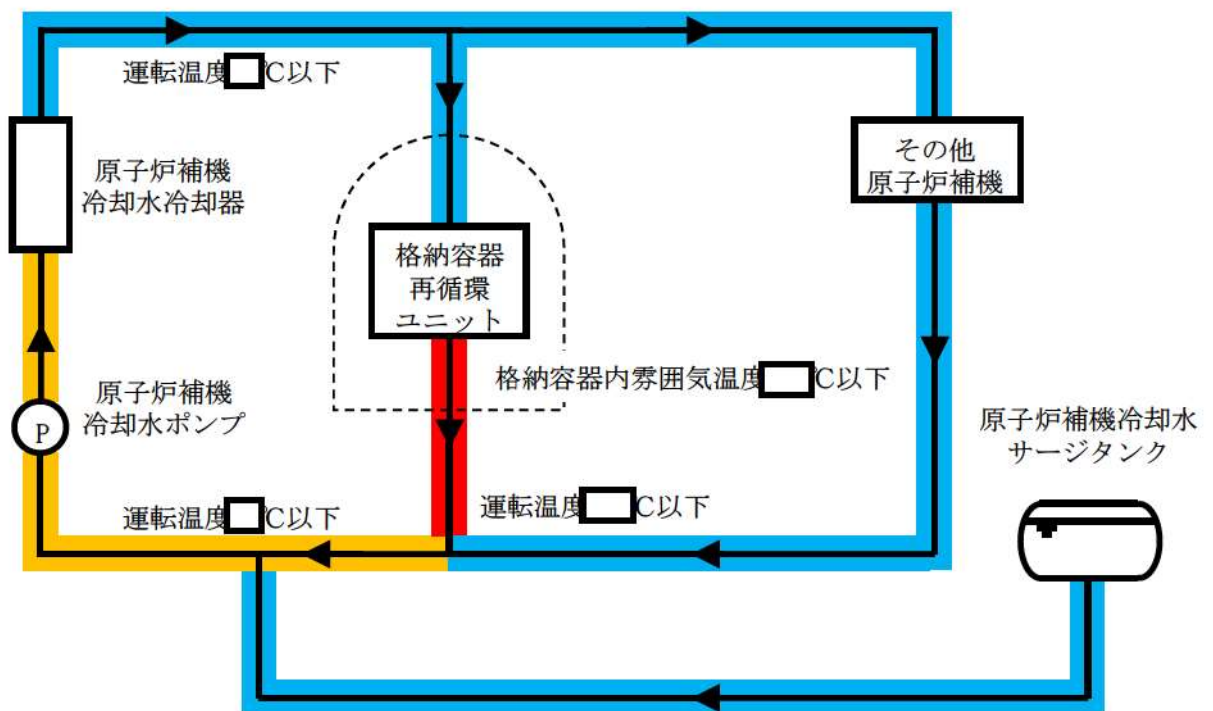


図 1 原子炉補機冷却水系の運転状態（原子炉格納容器の除熱機能喪失時）

\square : 枠田みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

以上を踏まえて、原子炉補機冷却水系における重大事故等対処設備としての最高使用温度の考え方を図2に示す。

- ・ 格納容器再循環ユニットから戻り母管までの間の運転温度は °C以下であり、戻り母管との合流点から下流側の運転温度は °C以下であるが、保守的に設計上の重大事故等時の使用温度は、163°Cと設定している。
- ・ 原子炉補機冷却水供給配管の運転温度は °C以下であり、また、その他原子炉補機からの戻り配管の運転温度は °Cより低くなるが、設計基準対象施設としての仕様を考慮して、保守的に設計上の重大事故等時の使用温度として設計基準対象施設の最高使用温度である95°Cを設定している。
- ・ 格納容器内の格納容器再循環ユニットへの原子炉補機冷却水供給配管の運転温度は °C以下であるが、格納容器内雰囲気温度を考慮して、保守的に設計上の重大事故等時の使用温度として141°Cを設定している。
- ・ 原子炉補機冷却水サージタンク及びその出口配管の運転温度は、 °Cより相対的に低くなるが、設計基準対象施設としての仕様を考慮して、保守的に設計上の重大事故等時の使用温度として設計基準対象施設の最高使用温度である95°Cを設定している。

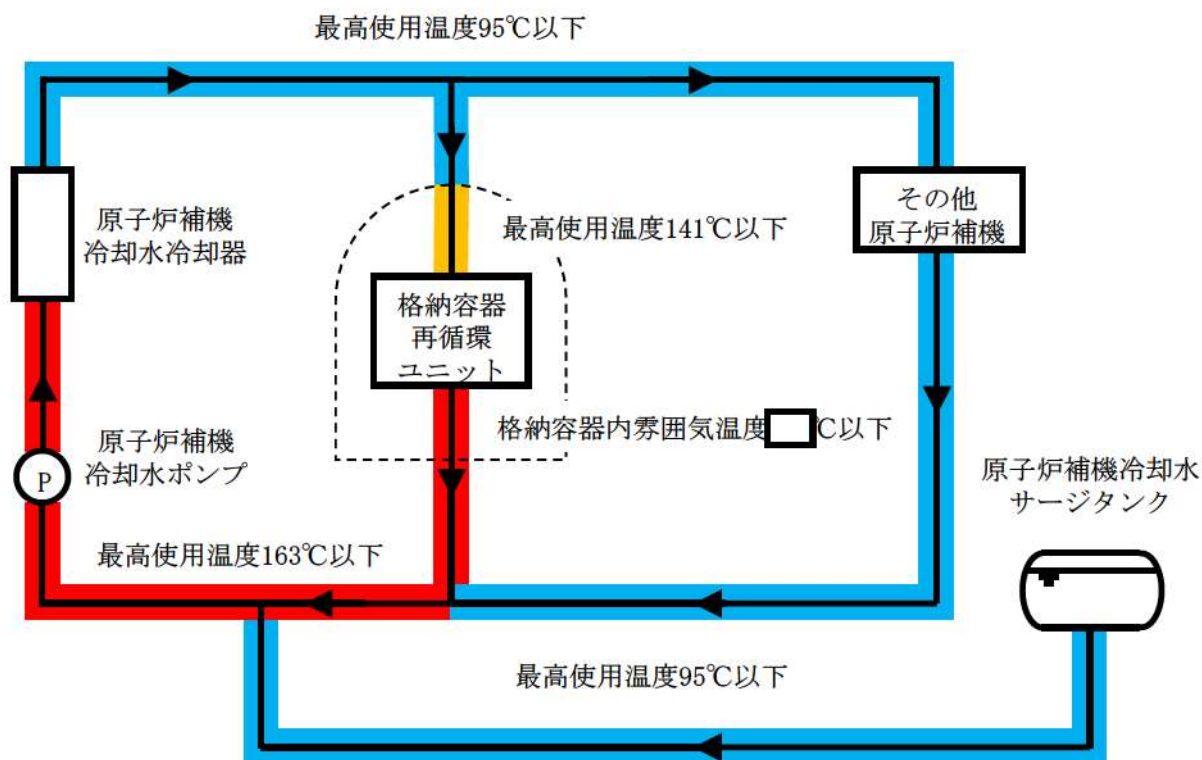


図2 原子炉補機冷却水系における重大事故等対処設備としての設計上の最高使用温度

: 枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

可搬型大型送水ポンプ車を用いたC, D-格納容器再循環ユニットによる
格納容器内自然対流冷却

【可搬型大型送水ポンプ車, 可搬型ホース等の設置 (水中ポンプの設置含む。)]

1. 作業概要

可搬型大型送水ポンプ車によるC, D-格納容器再循環ユニットへの冷却水(海水)を通水するための可搬型大型送水ポンプ車, 可搬型ホース等を設置する。海水取水箇所へ水中ポンプを設置し可搬型大型送水ポンプ車へ接続する。

2. 作業場所

屋外 T.P. 10.3m

3. 必要要員数及び作業時間

必要要員数 : 6名
作業時間(想定) : 250分
作業時間(訓練実績等) : 200分(現場移動, 放射線防護具着用時間を含む。)

4. 作業の成立性

移動経路 : 夜間においても, ヘッドライト, 懐中電灯等を携行していることから, アクセス可能である。また, アクセスルート上に支障となる設備はない。

作業環境 : 可搬型大型送水ポンプ車等の保管エリア, 運搬ルート及び設置エリア周辺には, 作業を行う上で支障となる設備はなく, また, ヘッドライト, 懐中電灯等を携行していることから作業可能である。

操作は汚染の可能性を考慮し, 防護具(全面マスク, 個人線量計, ゴム手袋等)を装備又は携行して作業を行う。

なお, 冬季間の屋外作業では防寒服等の着用が必要となるが, 夏季と冬季での作業時間に相違がないことを訓練実績等で確認している。

作業性 : 可搬型大型送水ポンプ車は, 車両として移動可能な設計であり容易に移動できる。屋外に敷設する可搬型ホースは, ホース延長・回収車(送水車用)を使用することから, 容易に実施可能である。また, 可搬型ホースの接続は汎用の結合金具であり, 容易に接続可能である。

海水取水箇所に吊り下げて設置する水中ポンプは軽量なものであり人力で降下設置できる。

連絡手段 : 事故環境下において通常の連絡手段が使用不能となった場合でも, 無線連絡設備(携帯型), 衛星電話設備(携帯型)を携帯しており, 確実に中央制御室へ連絡することが可能である。

可搬型ホース敷設箇所

敷設ルート	敷設長さ	ホース口径	本数
海水取水箇所(3号炉取水ピットスクリーン室)～可搬型大型送水ポンプ車A母管接続口	約 200m×2系統 約 150m×1系統 約 250m×1系統	150 A	約 4本×2系統 約 3本×1系統 約 25本×1系統
海水取水箇所(3号炉取水ピットスクリーン室)～可搬型大型送水ポンプ車B母管接続口	約 400m×1系統 約 100m×1系統	150 A	約 8本×1系統 約 10本×1系統



ホース延長・回収車（送水車用）による
可搬型ホース敷設
(屋外 T. P. 10.3m)



可搬型ホース(150A) 接続前



可搬型ホース(150A) 接続後



可搬型大型送水ポンプ車の設置
ポンプ車周辺のホース敷設
(屋外 T. P. 10.3m)



海水取水箇所への水中ポンプ設置
(屋外 T. P. 10.3m)

【系統構成】

1. 操作概要

全交流動力電源喪失時，C，D－格納容器再循環ユニットへ海水を通水するための系統構成を行う。

2. 操作場所

周辺補機棟 T.P. 2.3m, T.P. 10.3m, T.P. 17.8m, T.P. 24.8m, T.P. 43.6m
原子炉補助建屋 T.P. -1.7m, T.P. 10.3m

3. 必要要員数及び操作時間

(1) 系統構成

必要要員数 : 2名

操作時間 (想定) : 120分

操作時間 (訓練実績等) : 64分 (現場移動, 放射線防護具着用時間を含む。)

(2) 系統構成 (通水前), 通水操作

必要要員数 : 2名

操作時間 (想定) : 50分

操作時間 (訓練実績等) : 29分 (現場移動, 放射線防護具着用時間を含む。)

4. 操作の成立性

移動経路 : ヘッドライト, 懐中電灯等を携行していることから, 建屋内照明消灯時においてもアクセス可能である。また, アクセスルート上に支障となる設備はない。

作業環境 : 事故環境下における室温は通常運転状態と同等である。また, ヘッドライト, 懐中電灯等を携行していることから, 事故環境下においても作業可能である。操作は汚染の可能性を考慮し, 防護具 (全面マスク, 個人線量計, ゴム手袋等) を装備又は携行して作業を行う。

操作性 : 通常行う弁操作と同じであり, 容易に操作可能である。

連絡手段 : 事故環境下において通常の連絡手段が使用不能となった場合でも, 携行型通話装置を使用し, 確実に中央制御室へ連絡することが可能である。



補機冷却水（海水）通水系統構成
（原子炉補助建屋 T. P. -1. 7m）



補機冷却水（海水）通水系統構成
（**周辺補機棟** T. P. 43. 6m）



補機冷却水（海水）
通水開始前系統構成
（**周辺補機棟** T. P. 17. 8m）

【可搬型温度計測装置（格納容器再循環ユニット入口温度／出口温度）取付け】

1. 作業概要

C, D-格納容器再循環ユニットでの冷却状況を確認するために、可搬型温度計測装置（格納容器再循環ユニット入口温度／出口温度）を取付ける。

2. 作業場所

原子炉補助建屋 T. P. 17. 8m

周辺補機棟 T. P. 14. 3m

3. 必要要員数及び作業時間

必要要員数 : 2名

作業時間（想定） : 60分

作業時間（訓練実績等） : 50分（現場移動，放射線防護具着用時間を含む。）

4. 作業の成立性

移動経路 : ヘッドライト，懐中電灯等を携行していることから，建屋内照明消灯時においてもアクセス可能である。また，現場への移動は，地震等による重大事故等が発生した場合でも安全に移動できる経路を移動する。また，アクセスルート上に支障となる設備はない。

作業環境 : 事故環境下における室温は通常運転状態と同等である。可搬型温度計測装置（格納容器再循環ユニット入口温度／出口温度）の保管エリア，運搬ルート及び設置エリア周辺には，作業を行う上で支障となる設備はなく，また，ヘッドライト，懐中電灯等を携行していることから，事故環境下においても作業可能である。

操作は汚染の可能性を考慮し，防護具（全面マスク，個人線量計，ゴム手袋等）を装備又は携行して作業を行う。

作業性 : 可搬型温度計測装置（格納容器再循環ユニット入口温度／出口温度）の取付け作業は，一般的な作業であり，容易に実施できる。

連絡手段 : 事故環境下において通常の連絡手段が使用不能となった場合でも，携行型通話装置を使用し，確実に中央制御室へ連絡することが可能である。



可搬型温度計測装置（格納容器再循環ユニット入口温度／出口温度）設置場所（供給側）
(周辺補機棟 T. P. 14. 3m)



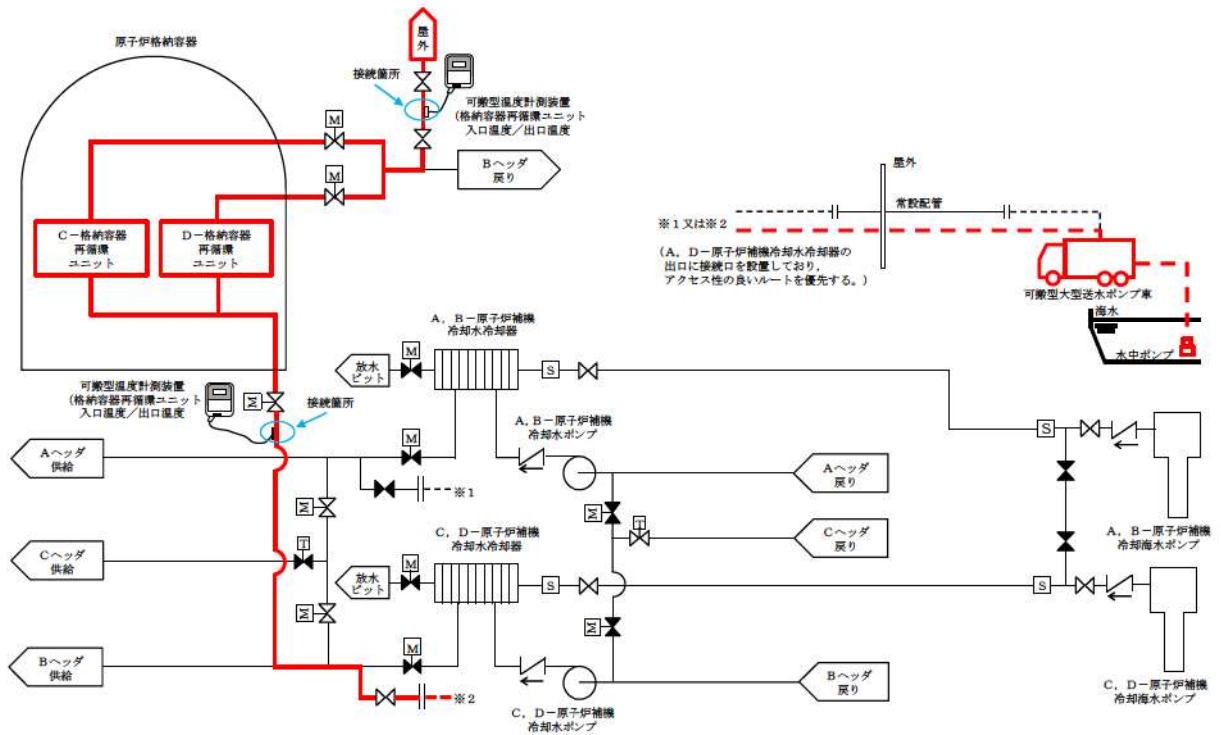
可搬型温度計測装置（格納容器再循環ユニット入口温度／出口温度）設置場所（排水側）
(周辺補機棟 T. P. 17. 8m)



可搬型温度計測装置 (格納容器再循環ユニット
入口温度/出口温度)
(左: データコレクタ, 右: 温度ロガー)



SUS バンド取り付け



可搬型温度計測装置 (格納容器再循環ユニット入口温度/出口温度) 設置場所の概要図

重大事故に係る屋外作業員に対する被ばく評価について

1. 評価事象

評価事象については、有効性評価で想定する格納容器破損モードのうち、作業員の被ばくの観点から結果が最も厳しくなる事故収束に成功した事故シーケンスとして、格納容器破損防止対策に係る有効性評価における雰囲気気圧力・温度による静的負荷のうち、格納容器過圧破損モードにおいて想定している、大破断 LOCA 時に低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故シーケンスとする。本事故シーケンスは、炉心溶融が早く、原子炉容器内の放射性物質は、早期に原子炉格納容器内へ大量に放出される。また、事象進展中は、原子炉格納容器の限界圧力を下回るため、格納容器破損防止は図られるが、原子炉格納容器内圧が高く推移することから、原子炉格納容器内圧に対応した貫通部等のリークパスからの漏えい量が多くなるとともに、早期の漏えいに伴う放出のため、放射能の減衰も小さいことから、放出放射量の総量は多くなり、被ばく評価としては厳しくなる。

2. 考慮する被ばく経路

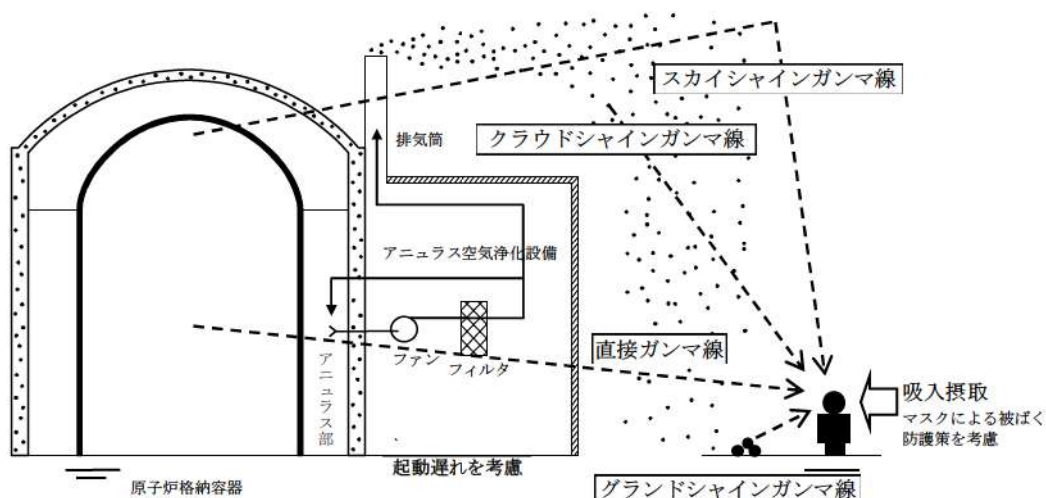
考慮する被ばく経路は、以下のとおりとする。第 2-1 図に、経路イメージ図を示す。

(1) 建屋内からのガンマ線による被ばく

- ・直接ガンマ線
- ・スカイシャインガンマ線

(2) 大気中へ放出された放射性物質による被ばく

- ・クラウドシャインによる外部被ばく
- ・グラウンドシャインによる外部被ばく
- ・吸入摂取による内部被ばく



第2-1図 被ばく経路イメージ

3. 評価対象作業

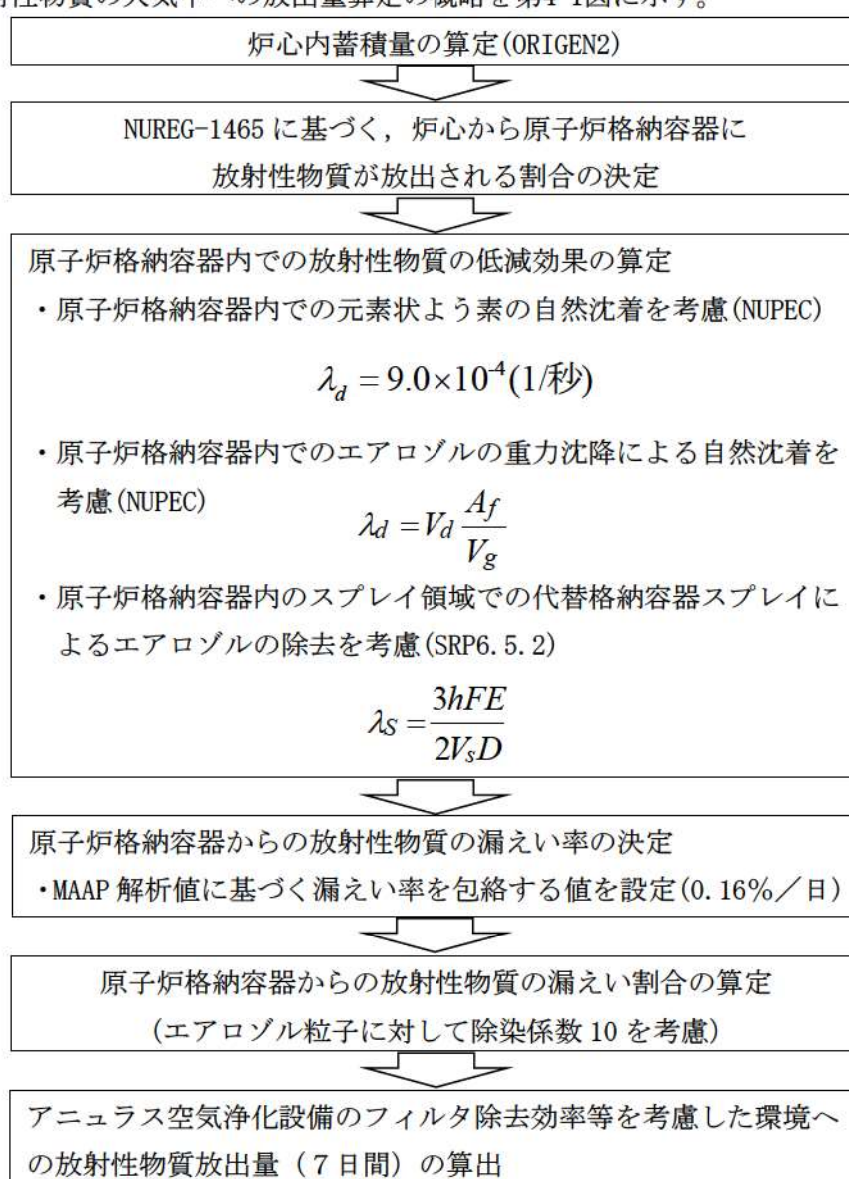
評価対象とする作業は、事象発生後から早期に行い、作業時間の長い災害対策要員が実施する作業として、「燃料取替用水ピットへの補給(海水)」、「使用済燃料ピットへの注水確保(海水)」及び「原子炉補機冷却水系への通水確保(海水)」の作業とする。これらの作業は同一の災害対策要員により断続的に実施されるため、被ばく線量は各作業時の被ばく線量の合計となる。

評価対象作業の選定の考え方については、別紙1に示す。

4. 評価条件

4.1. 大気中への放出放射エネルギーの評価

放射性物質の大気中への放出量算定の概略を第4-1図に示す。



第4-1図 大気中への放射性物質放出量評価の概略プロセス

原子炉格納容器内に放出される放射性物質は、ORIGEN2コードで評価した炉心内蓄積量及びNUREG-1465の原子炉格納容器内への放出割合、放出時間を基に設定して評価する。また、よう素の化学形態については適切に考慮する。

原子炉格納容器内に放出された放射性物質の沈着等を考慮する。原子炉格納容器からの漏えい率については0.16%/日とし、アニュラス空気浄化設備のフィルタ効率については設計値を用いる。

また、原子炉格納容器からの漏えいに関するエアロゾル粒子の捕集の効果(除染係数は10)を考慮する。

大気中への放射性物質の放出低減機能を有するアニュラス空気浄化設備の起動時間については、全交流動力電源喪失及び最終ヒートシンク喪失を想定した起動遅れを考慮した評価とする。第4-2図～第4-5図に希ガス、よう素、セシウム並びにその他核種の大気放出過程を、第4-6図～第4-11図に、希ガス、よう素及びセシウムの大気中への放出放射エネルギーの推移グラフを示す。

4.2. 大気拡散の評価

被ばく評価に用いる相対濃度及び相対線量は、泊発電所3号炉からの放出として、1997年1月～1997年12月の1年間における気象データを使用する。3号炉から評価点までの距離及び方位を考慮して、気象指針に基づく大気拡散の評価に従い、実効放出継続時間を1時間として計算した値を年間について小さいほうから順に並べた累積出現頻度97%にあたる値を用いる。また、放出形態は、アニュラス空気浄化設備のファン起動までは地上放出とし、ファン起動後は排気筒放出として評価する。

4.3. 建屋内の放射性物質からのガンマ線の評価

建屋内の放射性物質からの直接ガンマ線及びスカイシャインガンマ線による被ばくについては、作業場所、施設の位置、建屋の配置、形状等から評価する。直接ガンマ線はQADコード、スカイシャインガンマ線はSCATTERINGコードを用いて評価する。

4.4. 地表面に沈着した放射性物質からのガンマ線の評価

地表面に沈着した放射性物質(湿性沈着を考慮)からのガンマ線についても考慮する。

なお、4.で述べた評価条件については、第4-1表～第4-7表に整理する。

5. 評価のプロセス

4. の条件に従い、各作業場所での線量率の時間推移を算出する。作業員が各作業場所に滞在する時間より、被ばく線量評価を実施する。

今回の評価対象の作業員の対応手順と所要時間を第5-1表に示す。

6. 放射線管理上の防護装備について

評価を行う作業については、屋外作業となるため、全面マスク、汚染防護服（タイベック）、個人線量計、ゴム手袋等を着用することとし、被ばく評価において全面マスクの着用を考慮する。

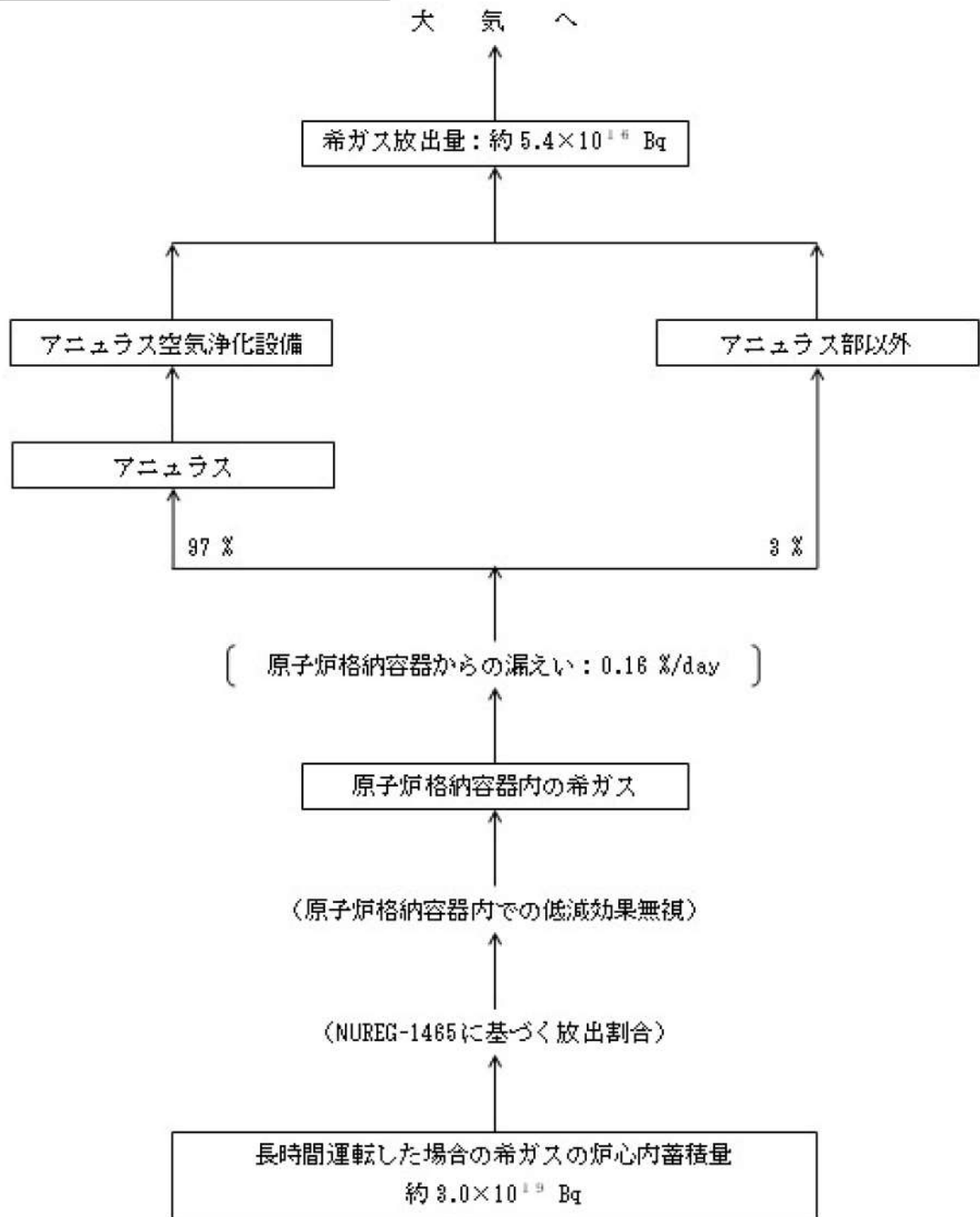
7. 評価結果

第7-1表に評価結果を、第7-1図から第7-3図に線量評価点を示す。

「燃料取替用水ピットへの補給（海水）」、「使用済燃料ピットへの注水確保（海水）」及び「原子炉補機冷却水系への通水確保（海水）」の作業それぞれについて、作業員の被ばく線量はそれぞれ約39mSv、約18mSv及び約23mSvであり、合計は約80mSvであることから、作業期間中100mSvを下回ることを確認した。

放出量と蓄積量は有効数字 2 桁に
四捨五入した値を記載

単位：Bq (GROSS 値)

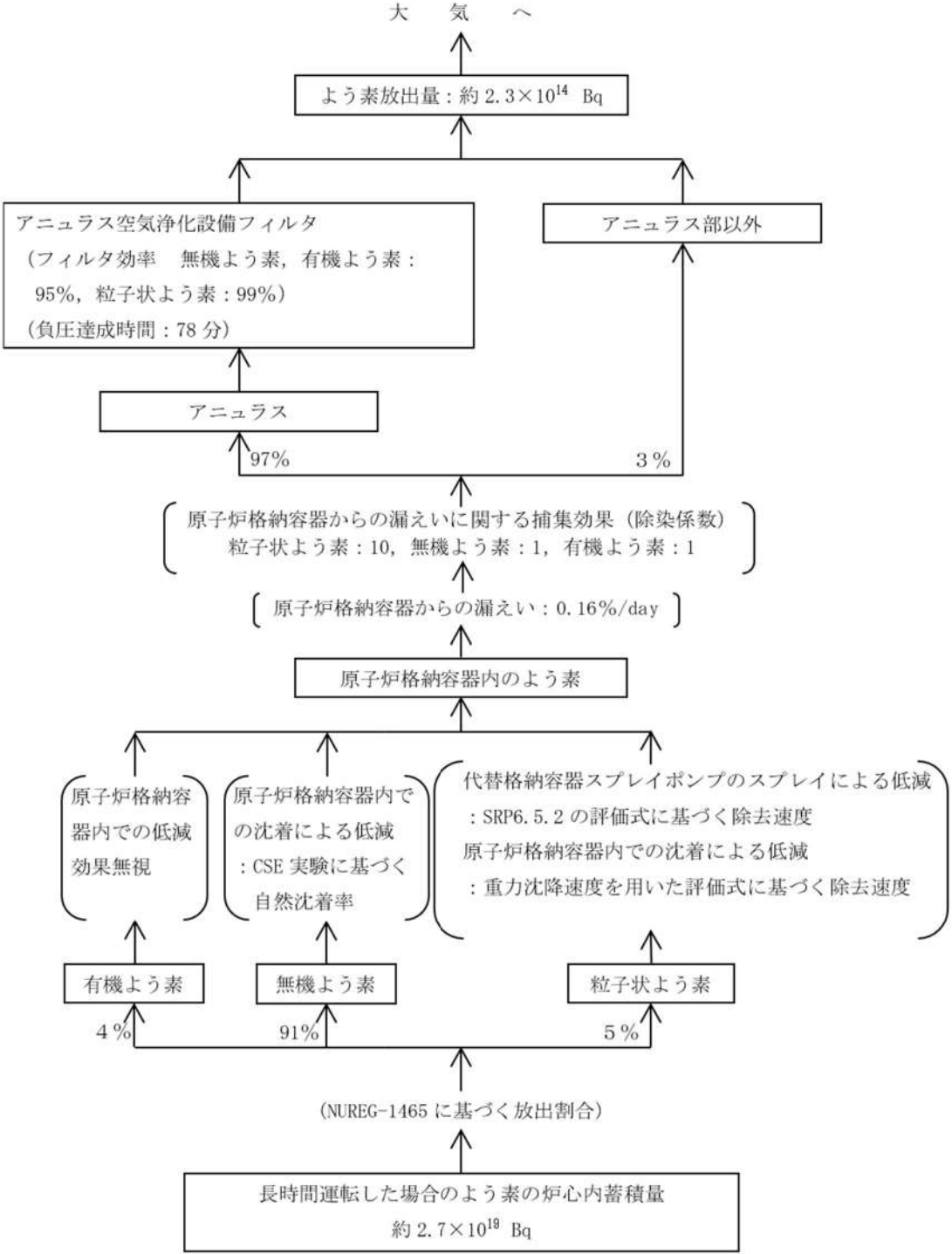


第4-2図 希ガスの大気放出過程

アニュラス負圧達成時間(78分)まで
は直接大気に放出するとして評価

放出量と蓄積量は有効数字 2 桁に四捨五入した値を記載

単位：Bq (GROSS 値)

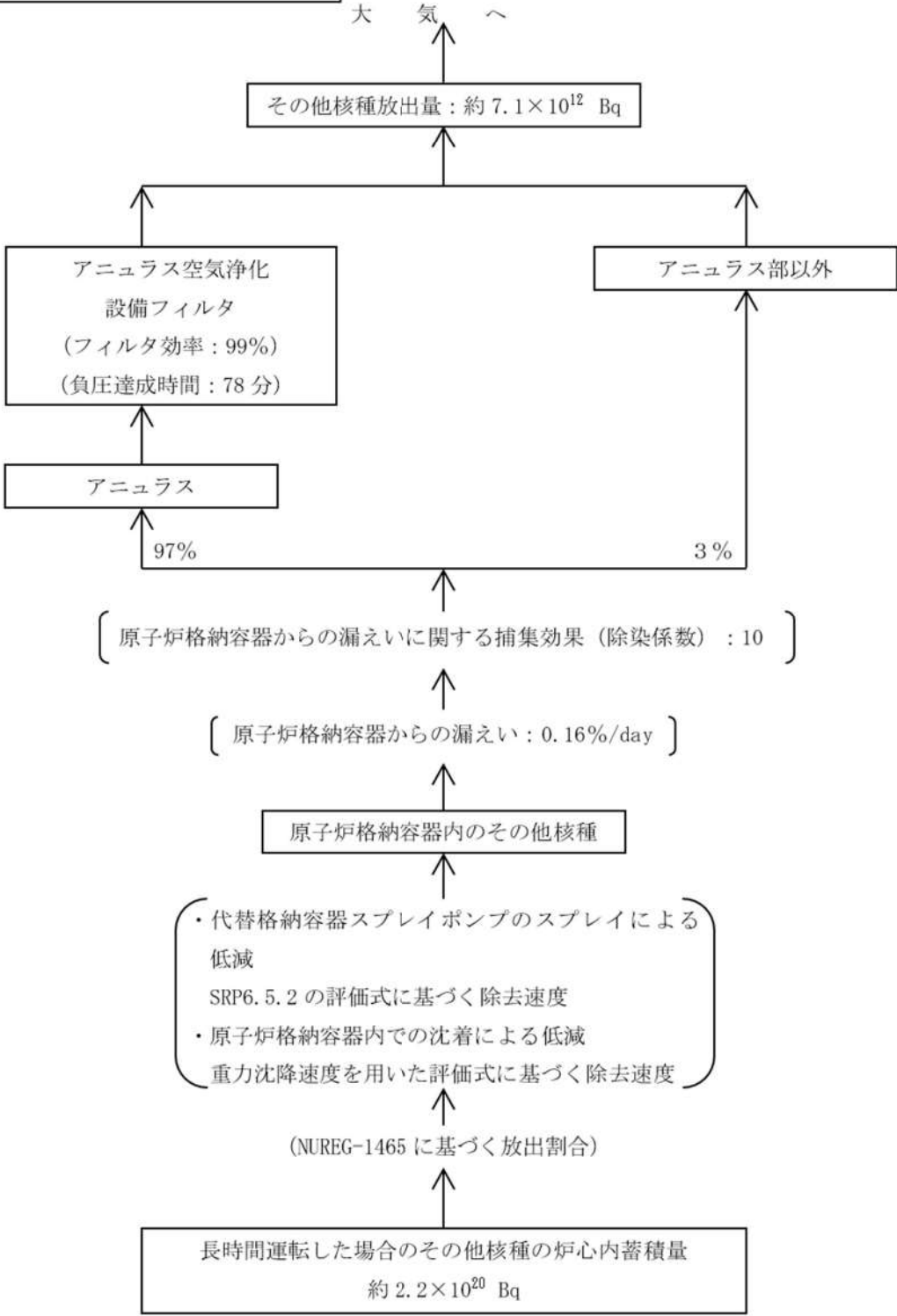


第 4-3 図 よう素の大気放出過程

アニュラス負圧達成時間 (78 分) までは直接大気に放出すると評価

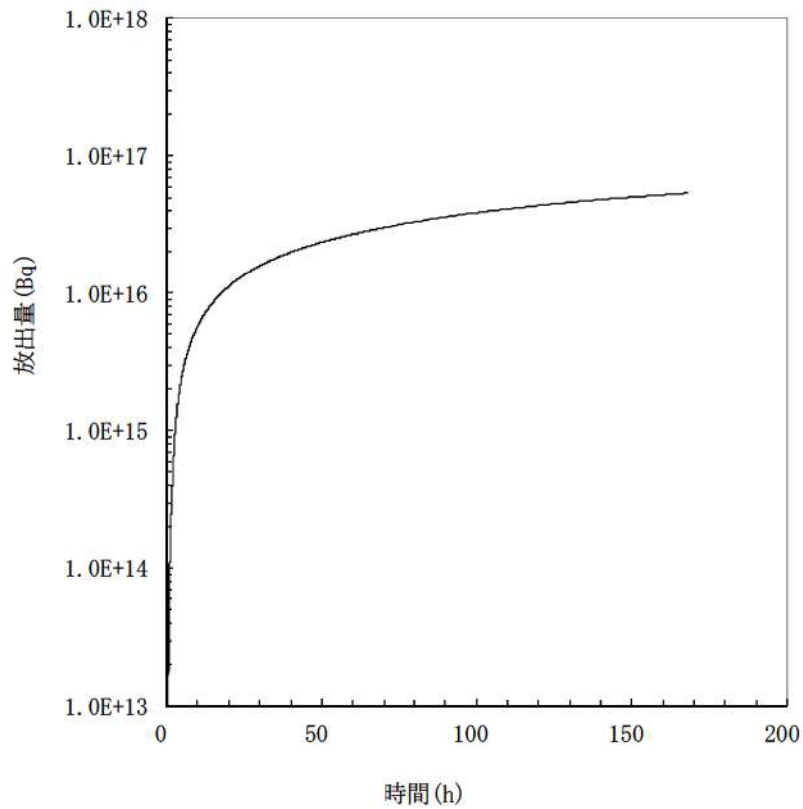
放出量と蓄積量は有効数字2桁に四捨五入した値を記載

単位：Bq (GROSS 値)

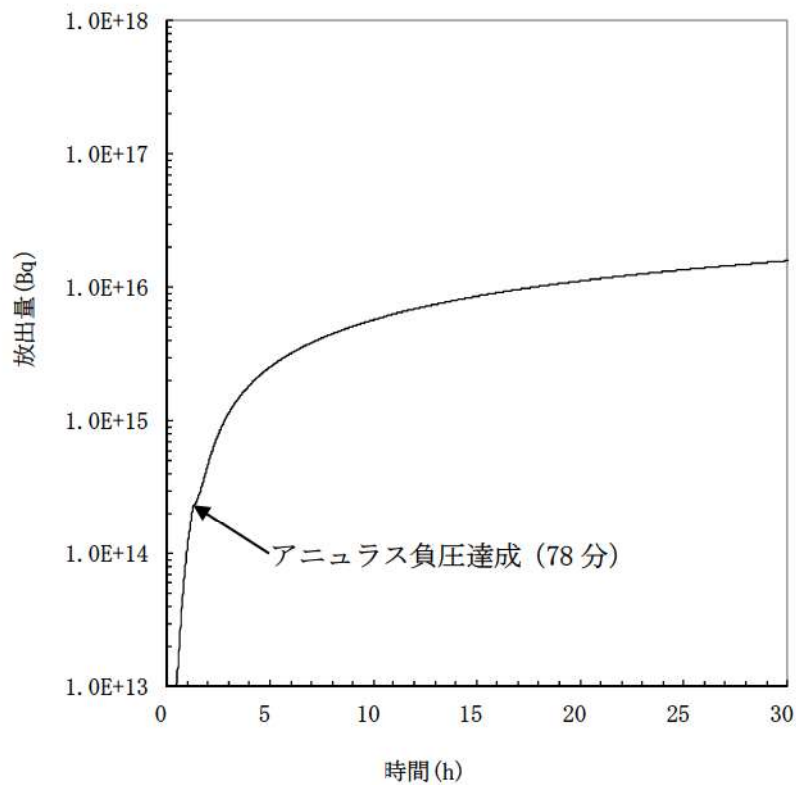


第4-5図 その他核種の大気放出過程

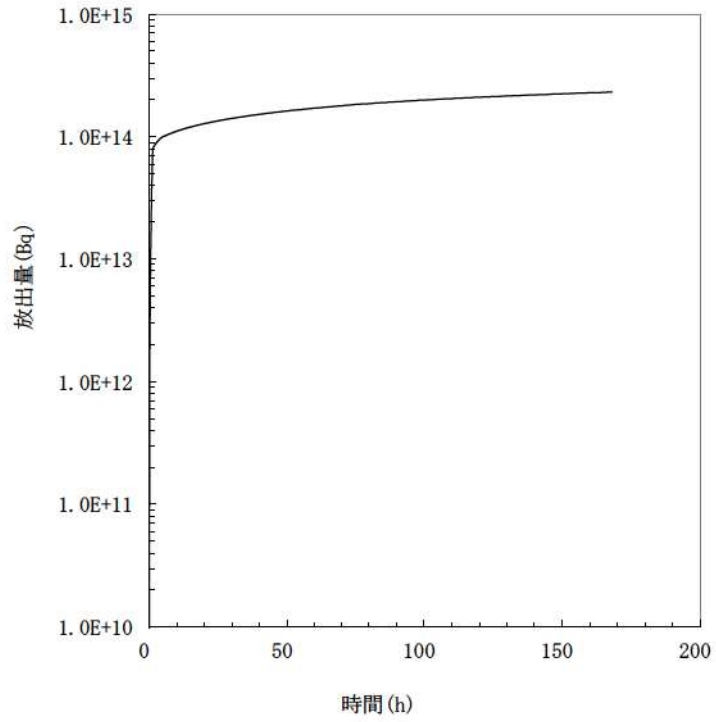
アニュラス負圧達成時間(78分)までは直接大気に放出するとして評価



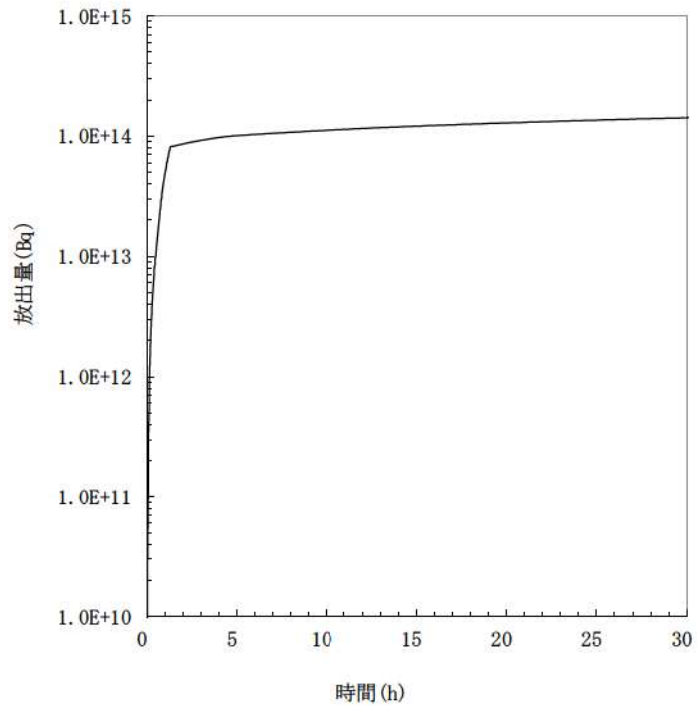
第4-6図 希ガス積算放出放射エネルギー(Gross値)の推移 (7日間(168時間))



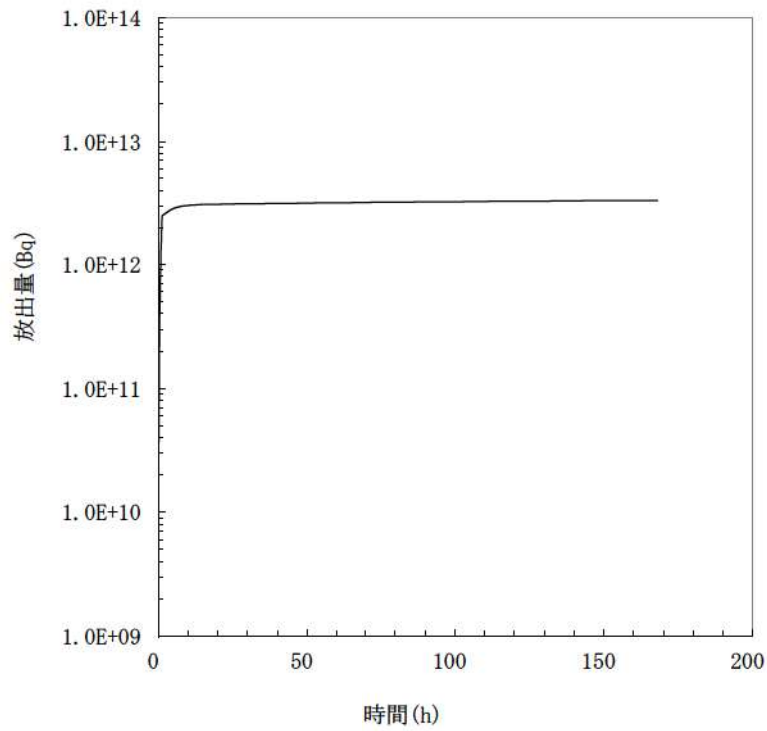
第4-7図 希ガス積算放出放射エネルギー(Gross値)の推移 (30時間)



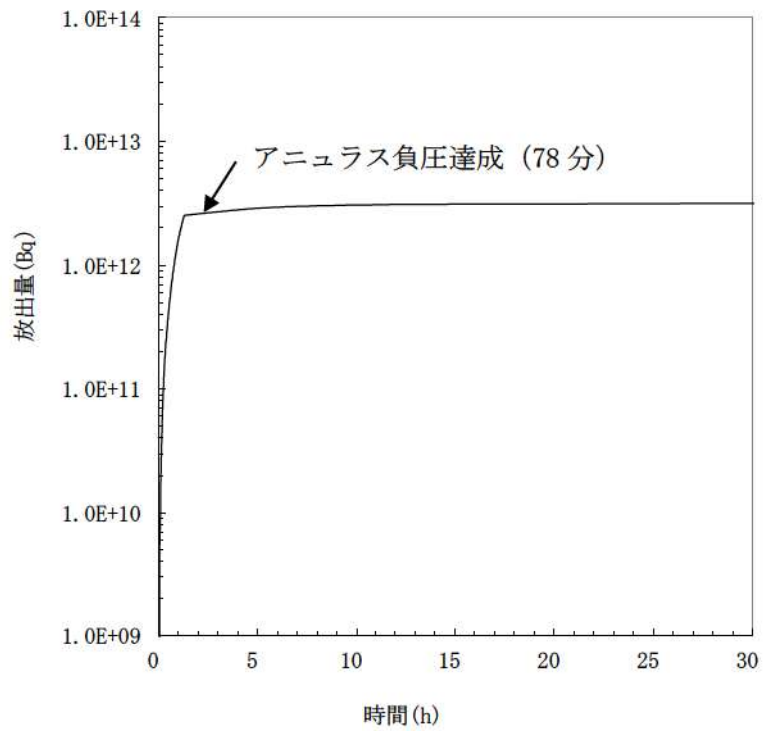
第 4-8 図 よう素積算放出放射エネルギー(Gross 値)の推移 (7 日間(168 時間))



第 4-9 図 よう素積算放出放射エネルギー(Gross 値)の推移 (30 時間)



第 4-10 図 セシウム積算放出放射能量(Gross 値)の推移 (7日間(168時間))



第4-11図 セシウム積算放出放射能量(Gross値)の推移 (30時間)

第4-1表 大気中への放出量評価条件(1/2)

評価条件	使用値	選 定 理 由
炉心熱出力	炉心熱出力 (2,652 MWt) の 102 %	定格値に定常誤差 (+2 %) を考慮。
原子炉運転時間	最高 40,000 時間(ウラン燃料) 最高 30,000 時間(MOX 燃料)	評価対象炉心は、被ばく評価において厳しくなる MOX 燃料装荷炉心を設定。
サイクル数 (バッチ数)	4(ウラン燃料), 3(MOX 燃料) 装荷比率は、3/4 : ウラン燃料 1/4 : MOX 燃料	長半減期核種の蓄積により、評価が厳しくなるようにサイクル末期に設定。
原子炉格納容器 に放出される 核分裂生成物量, 放出時間	Xe 類 : 100 %, I 類 : 75 % Cs 類 : 75 %, Te 類 : 30.5 % Ba 類 : 12 %, Ru 類 : 0.5 % Ce 類 : 0.55 %, La 類 : 0.52 % 放出時間も NUREG-1465 に基づく	評価対象が炉心損傷後であることを踏まえ、核分裂生成物放出量が大きくなる低圧シーケンス (大破断 LOCA+ECCS 失敗+格納容器スプレイ失敗シーケンスを含む) を代表する NUREG-1465 記載の放出割合 (Gap Release~Late in-Vessel までを考慮) を設定。(別紙 2 参照)
よう素の形態	粒子状よう素 : 5 % 元素状よう素 : 91 % 有機よう素 : 4 %	既設の格納容器スプレイ失敗を想定して、pH 調整ができず、pH>7 となると限らないため、pH によらず有機よう素割合を保守的に設定するために、R. G. 1. 195 のよう素割合に基づき設定。(添付 3 参照)
原子炉格納容器等への 元素状よう素の 沈着効果	沈着速度 9.0×10^{-4} (1/s)	CSE A6 実験に基づき設定。 (別紙 4 参照)
原子炉格納容器等への エアロゾルの沈着効果	沈着速度 6.65×10^{-3} (1/h)	重力沈着速度を用いたモデルを基に設定。(別紙 5 参照)
代替格納容器スプレイによる スプレイ効果開始時間	60 分	選定した事故シーケンスに基づき、全交流動力電源喪失+最終ヒートシンク喪失を想定した起動遅れ時間を見込んだ値として設定。
代替格納容器スプレイによる エアロゾルのスプレイ除去効果	除去速度 (DF<50) 0.36 (1/時) 除去速度 (DF≥50) 0.043 (1/時)	SRP6. 5. 2 に示された評価式等に基づき設定。 (別紙 6 参照)
原子炉格納容器からの 漏えい率	0.16 %/day	有効性評価で想定する事故収束に成功した事故シーケンスのうち、原子炉格納容器内圧力が高く推移する対象事故シーケンスの原子炉格納容器内圧力に応じた漏えい率に余裕を見た値を設定。 (別紙 7 参照)

第 4-1 表 大気中への放出量評価条件 (2/2)

評価条件	使用値	選定理由
原子炉格納容器からの漏えいに関する捕集効率 (DF)	希ガス：1 エアロゾル粒子：10 無機よう素：1 有機よう素 1	粒子状物質に対しては、原子炉格納容器からの漏えいに関する捕集効果を考慮
原子炉格納容器からの漏えい割合	アニュラス部：97 % アニュラス部以外：3 %	現行許認可 (添付書類十) の考え方に同じ。
アニュラス部体積	7,860 m ³	設計値として設定。
アニュラス空気浄化設備ファン流量	1.86×10 ⁴ m ³ /時 (60 分後起動)	ファン 1 台の起動を想定。 (選定した事故シーケンスに基づき、全交流動力電源喪失+最終ヒートシンク喪失を想定した起動遅れ時間を見込む)
アニュラス負圧達成時間	78 分	選定した事故シーケンスに基づき、全交流動力電源喪失+最終ヒートシンク喪失を想定した起動遅れ時間を見込んだ値 (起動遅れ時間 60 分+起動後負圧達成時間 18 分の合計)。起動遅れ時間 60 分は、代替非常用発電機による電源回復操作及びアニュラス空気浄化設備空気作動弁代替空気供給等によるアニュラス空気浄化設備の復旧までに要する時間を想定。
アニュラス空気浄化設備微粒子フィルタによる除去効率	0~78 分：0 % 78 分～：99 %	使用条件での設計値を基に設定。 (別紙 8 参照)
アニュラス空気浄化設備よう素フィルタによる除去効率	0~78 分：0 % 78 分～：95 %	使用条件での設計値を基に設定。 (別紙 8 参照)

第 4-2 表 大気中への放出放射線量評価結果 (7 日積算)

評価項目	評価結果	
希ガス	Gross 値	約 5.4×10 ¹⁶ Bq
	ガンマ線エネルギー 0.5 MeV 換算値	約 8.7×10 ¹⁵ Bq
よう素	Gross 値	約 2.5×10 ¹⁴ Bq
	I-131 等価量 (成人実効線量係数換算)	約 8.2×10 ¹³ Bq
セシウム	Gross 値	約 3.4×10 ¹³ Bq
上記以外の核種	Gross 値	約 7.1×10 ¹³ Bq

第 4-3 表 大気中拡散条件

評価条件	使用値	選定理由
大気拡散評価モデル	ガウスプルームモデル	大気拡散評価モデルを設定。
気象条件	泊発電所における 1年間の気象資料 (1997年1月～1997年12月)	建屋影響を受ける大気拡散評価を実施。 泊発電所において観測された1年間の気象資料を使用。 (別紙9参照)
実効放出継続時間	全核種：1時間	保守的に最も短い実効放出継続時間を設定。
放出源 及び 放出源高さ	排気筒 73.1 m 地上 0 m	放出源高さは、アニュラス空気浄化設備が起動前は、地上放出として地上高さを、アニュラス空気浄化設備が起動後は、排気筒放出として排気筒高さを設定している。
累積出現頻度	97 %	従前の大気拡散の評価と同様に設定。
建屋の影響	考慮する	放出点から近距離の建屋の影響を受けるため、建屋による巻き込み現象を考慮。正方位から風向軸がずれる場合の濃度分布を考慮。
巻き込みを生じる 代表建屋	原子炉格納容器	放出源から最も近く、巻き込みの影響が最も大きい建屋として設定。
放射性物質濃度の評価点 及び着目方位	第 4-4 表参照	作業員の移動経路及び作業場所に従って適切な評価点を設定。
建屋投影面積	2,700 m ²	原子炉格納容器の地表面から上側の最小投影面積として設定。
形状係数	1/2	現行許認可（添付書類六）の考え方に同じ。

第 4-4 表 相対濃度及び相対線量

評価点	評価距離 (m) [※]	着目方位	評価方位	相対濃度 χ/Q (s/m ³)	相対線量 D/Q (Gy/Bq)
③	80m	5	SE, SSE, S, SSW, SW	地上放出：約 2.2×10^{-4} 排気筒放出：約 8.9×10^{-5}	地上放出：約 2.5×10^{-18} 排気筒放出：約 3.3×10^{-19}
⑥	40m	9	NNE, NE, ENE, E, ESE, SE, SSE, S, SSW	地上放出：約 3.6×10^{-4} 排気筒放出：約 1.6×10^{-4}	地上放出：約 2.5×10^{-18} 排気筒放出：約 5.7×10^{-19}
⑦	40m	6	N, NNE, NE, ENE, E, ESE	地上放出：約 2.5×10^{-4} 排気筒放出：約 1.3×10^{-4}	地上放出：約 1.7×10^{-18} 排気筒放出：約 4.6×10^{-19}
⑧	30m	8	W, WNW, NW, NNW, N, NNE, NE, ENE	地上放出：約 4.4×10^{-4} 排気筒放出：約 1.4×10^{-4}	地上放出：約 2.6×10^{-18} 排気筒放出：約 5.0×10^{-19}
⑨	60m	5	SW, WSW, W, WNW, NW	地上放出：約 3.9×10^{-4} 排気筒放出：約 1.7×10^{-4}	地上放出：約 2.8×10^{-18} 排気筒放出：約 3.5×10^{-19}
⑰	220m	2	SW, WSW	地上放出：約 3.4×10^{-4} 排気筒放出：約 1.3×10^{-4}	地上放出：約 2.2×10^{-18} 排気筒放出：約 3.2×10^{-19}

※ 放出源から評価点までの水平距離

第4-5表 直接ガンマ線及びスカイシャインガンマ線の評価条件

評価条件	使用値	選定理由	
線源強度	以下の事項を除き、大気中への放出量評価条件と同様		
原子炉格納容器内線源強度分布	原子炉格納容器内に放出された核分裂生成物が均一に分布	原子炉格納容器内に均一に分布するとして設定。	
計算モデル	原子炉格納容器遮蔽厚さ	ドーム部：0.3 m～1.0m 円筒部：1.0 m 施工誤差-5 mmを考慮する	外部遮蔽厚さはドーム部0.3 m～1.0 m, 円筒部1.0 mである。線量計算では、設計値に施工誤差（-5 mm）を考慮してモデル化。
	直接線・スカイシャイン線評価コード	直接線量評価： QADコード (QAD-CGGP2R Ver. 1.04) スカイシャイン線量評価： SCATTERINGコード (SCATTERING Ver. 90m)	QAD及びSCATTERINGは共に3次元形状の遮蔽解析コードであり、ガンマ線の線量を計算することができる。 計算に必要な主な条件は、線源条件、遮蔽体条件であり、これらの条件が与えられれば線量評価は可能である。従って、設計基準事故を超える事故における線量評価に適用可能である。 QAD及びSCATTERINGはそれぞれ許認可での使用実績がある。

第4-6表 直接ガンマ線及びスカイシャインガンマ線の評価に用いる
建屋内の7日間積算線源強度

代表エネルギー (MeV/dis)	エネルギー範囲 (MeV/dis)	原子炉格納容器内 積算線源強度 (MeV)
0.1	$E \leq 0.1$	1.7×10^{23}
0.125	$0.1 < E \leq 0.15$	1.6×10^{22}
0.225	$0.15 < E \leq 0.3$	1.9×10^{23}
0.375	$0.3 < E \leq 0.45$	3.3×10^{23}
0.575	$0.45 < E \leq 0.7$	1.4×10^{24}
0.85	$0.7 < E \leq 1$	1.3×10^{24}
1.25	$1 < E \leq 1.5$	5.0×10^{23}
1.75	$1.5 < E \leq 2$	1.2×10^{23}
2.25	$2 < E \leq 2.5$	7.2×10^{22}
2.75	$2.5 < E \leq 3$	5.8×10^{21}
3.5	$3 < E \leq 4$	5.8×10^{20}
5	$4 < E \leq 6$	1.1×10^{20}
7	$6 < E \leq 8$	2.6×10^{13}
9.5	$8 < E$	4.0×10^{12}

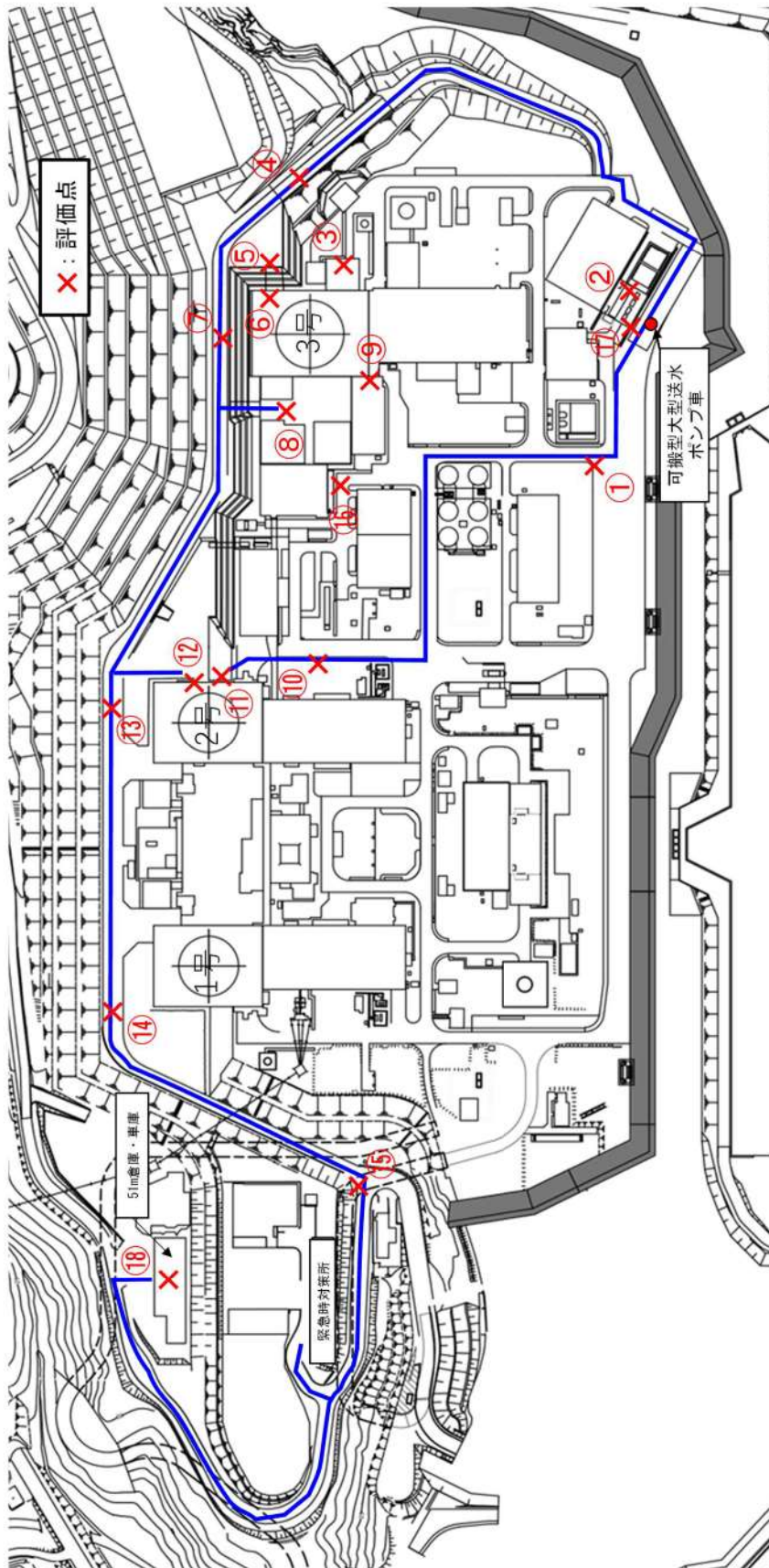
第 4-7 表 線量換算係数, 呼吸率, 地表への沈着速度及びマスクの防護係数の条件

項 目	使 用 値	選 定 理 由
線量換算係数	成人実効線量換算係数を使用 (主な核種を以下に示す) I-131 : 2.0×10^{-8} Sv/Bq I-132 : 3.1×10^{-10} Sv/Bq I-133 : 4.0×10^{-9} Sv/Bq I-134 : 1.5×10^{-10} Sv/Bq I-135 : 9.2×10^{-10} Sv/Bq Cs-134 : 2.0×10^{-8} Sv/Bq Cs-136 : 2.8×10^{-9} Sv/Bq Cs-137 : 3.9×10^{-8} Sv/Bq	ICRP Publication 71 に基づく。
呼吸率	1.2 m ³ /h	成人活動時の呼吸率を設定。 ICRP Publication 71 に基づく。
地表への沈着速度	1.2 cm/秒	湿性沈着を考慮した地表面沈着量を乾性沈着の 4 倍として設定。 乾性沈着速度は NUREG/CR-4551 Vol.2 より 0.3cm/秒と設定 (別紙 10 参照)
マスクによる防護係数	50	性能上期待できる値を設定。

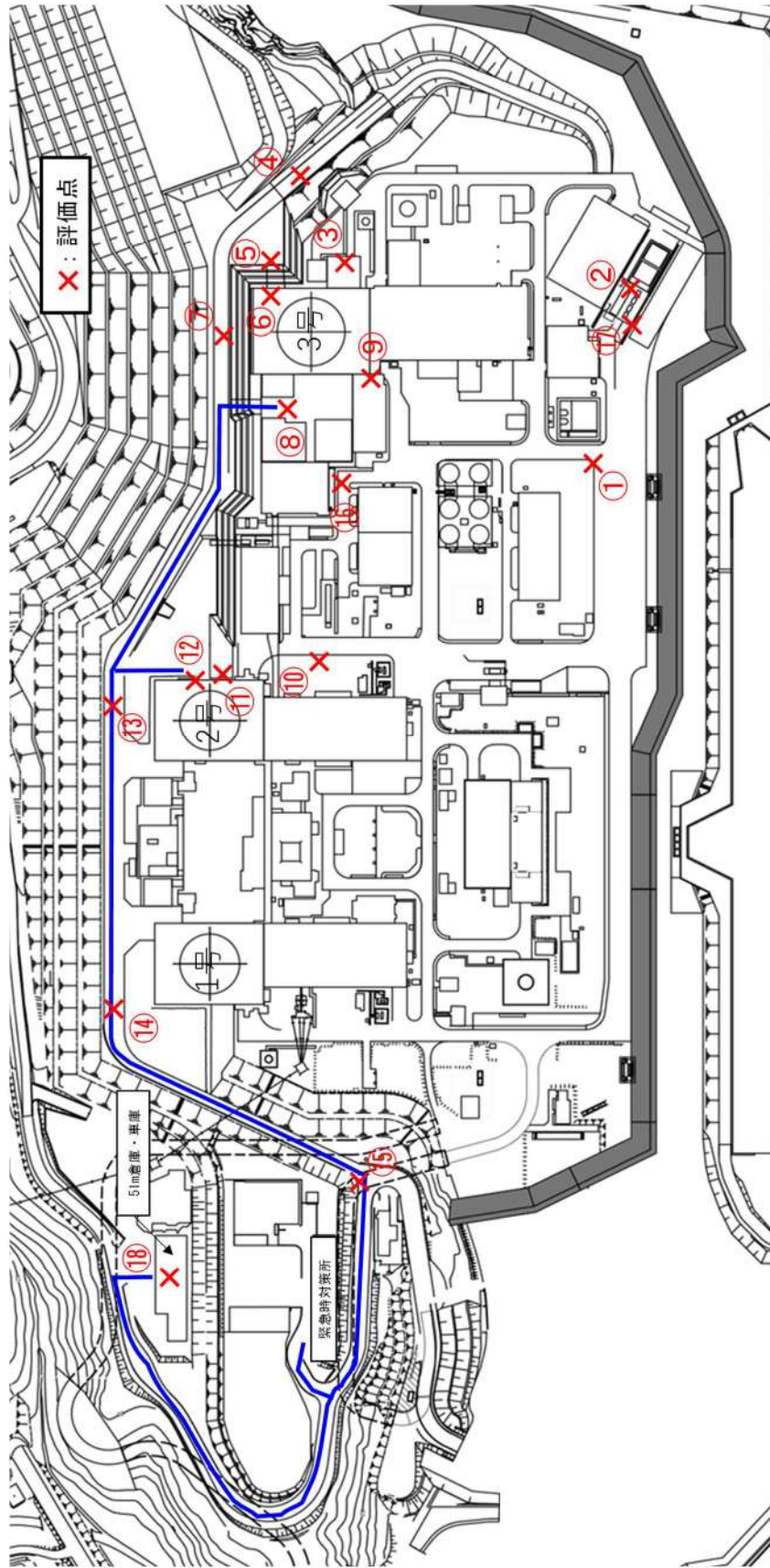
第7-1表 評価結果

作業項目	詳細項目	作業時間 (事象発生からの 作業開始時間)	要員が受ける線量 (mSv) 【マスクあり】				線量評価点	
			合計 ^{※1※2}	グラウト ^{※3} 線量	グラウト ^{※3} 線量	直接・スカイ シャイン線量 ^{※3}	グラウト ^{※3} 線量 /グラウト ^{※3} 線量	直接・スカイ シャイン線量
燃料取替用水 ピットへの補給 (海水)	可搬型ホース敷 設・接続, 可 搬型大型送水 ポンプ車の設置	3時間20分 (事故後7時間30 分)	約39	約1.9	約0.39	約37	⑧, ⑩	⑧, ⑬, ⑭, ⑮, ⑯, ⑰, ⑱, ⑲, ⑳, ㉑, ㉒, ㉓, ㉔
使用済燃料ピッ トへの注水確保 (海水)	可搬型ホース敷 設・接続	1時間40分 (事故後13時間)	約18	約0.8	約0.17	約16	⑧	⑧, ⑬, ⑭, ⑮, ⑯
原子炉補機冷 却水系への通 水確保 (海 水)	可搬型ホース敷 設・接続, 可 搬型大型送水 ポンプ車の設置	4時間10分 (事故後18時間)	約23	約1.3	約0.12	約21	⑧, ⑰, ⑱	⑧, ⑬, ⑭, ⑮, ⑯, ⑰, ⑱, ⑲, ⑳

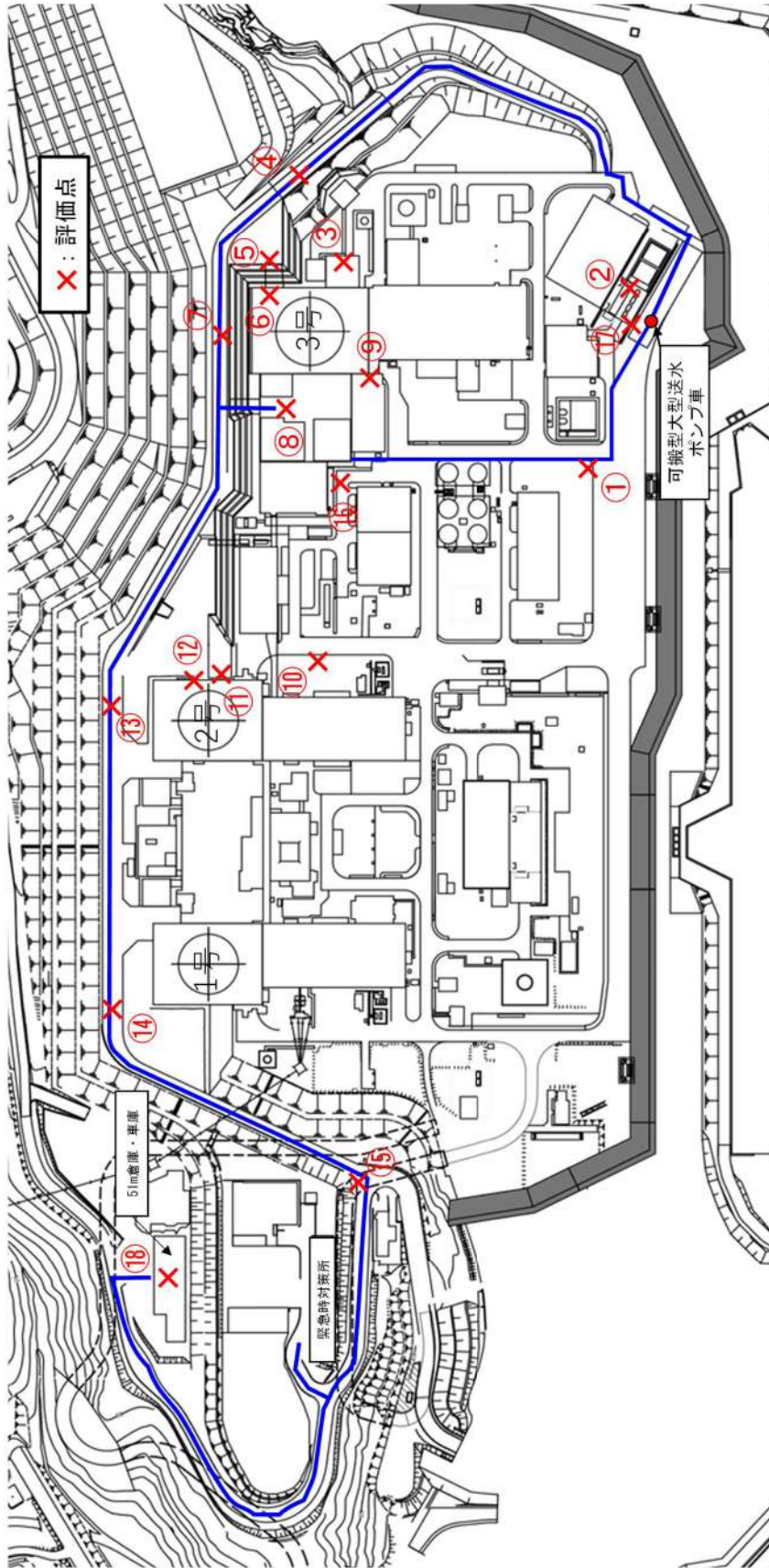
※1: 線量の合計は、端数処理の関係で一致しない場合がある。
 ※2: 作業項目毎の線量の合計は、有効数字2桁で切上げた結果である。
 ※3: 有効数字2桁で四捨五入した結果である。



第7-1図 燃料取替用水ピットへの補給（海水）の作業動線と評価点



第7-2図 使用済燃料ピットへの注水確保（海水）の作業動線と評価点



第7-3 図 原子炉補機冷却水系への通水確保（海水）の作業動線と評価点

別紙一覧

- 別紙 1. 評価対象作業の選定及び評価点，評価時間設定の考え方について
- 別紙 2. 原子炉格納容器への核分裂生成物の放出割合の設定について
- 別紙 3. よう素の化学形態の設定について
- 別紙 4. 原子炉格納容器等への元素状よう素の沈着効果について
- 別紙 5. 原子炉格納容器等へのエアロゾルの沈着効果について
- 別紙 6. スprayによるエアロゾルの除去速度の設定について
- 別紙 7. 原子炉格納容器漏えい率の設定について
- 別紙 8. アンユラス空気浄化設備フィルタ除去効率の設定について
- 別紙 9. 被ばく評価に用いた気象資料の代表性について
- 別紙 10. 湿性沈着を考慮した地表面沈着速度の設定について

評価対象作業の選定及び評価点，評価時間設定の考え方について

1. 評価対象作業の選定の考え方について

1.1 基本的な考え方

- ・ 運転員及び災害対策要員の作業の中で，事故後早期に作業（操作）を開始すること，原子炉格納容器の近傍での作業時間が長いこと等により，被ばくの観点で最も厳しい作業を対象とする。
- ・ 原子炉格納容器以外の遮蔽を考慮できず被ばく線量が大きくなる屋外作業を対象とする。

1.2 評価対象作業の選定

評価対象作業として，運転員の作業に比べて，屋外での作業時間が長い災害対策要員の作業から，被ばく評価対象作業を選定する。

災害対策要員の作業の中で，事故発生後早期に作業を開始し，原子炉格納容器の近傍での作業時間が長い「燃料取替用水ピットへの補給（海水）」、「使用済燃料ピットへの注水確保（海水）」及び「原子炉補機冷却水系への通水確保（海水）」における屋外作業を対象とする。

災害対策要員の作業を表1-1に整理する。

2. 評価点・評価時間の設定の考え方について

各作業の動線は複数検討しているが、被ばく線量の観点で最も厳しい動線で評価を行う。

図2-1から図2-3に示すとおり、現場での作業ステップ毎の動線を考慮して複数の評価点を設定し、直接線及びスカイシャイン線の線量評価では、評価点間の移動時は3号炉原子炉格納容器に近い評価点を代表点として用い、評価点位置で作業を実施する場合はその評価点を代表点として用いる。各代表点での評価時間配分については、移動時間及び作業時間を考慮して設定する。

グランドシャイン線及びクラウドシャイン線の線量評価では、作業ステップ毎において当該動線上に3号炉原子炉格納容器を中心とする各方位での最近接評価点(③, ⑥, ⑦, ⑧, ⑨, ⑰)がある場合はこれを代表点として用い、該当しない場合は、当該動線上の最近接評価点と同一方位かつ更に3号炉格納容器に近い位置に前後の作業ステップの動線の代表点がある場合はこれを代表点として用いる。これに該当しない場合は、当該動線上の最近接評価点と同一方位かつ更に3号炉格納容器に近い位置に同一作業内の他の作業ステップの動線上の評価点がある場合はこれを代表点として用い、これにも該当しない場合は、当該動線上の最近接評価点を代表点として用いる。

評価時間及び作業開始時間については、表1-1に示す時間を設定する。

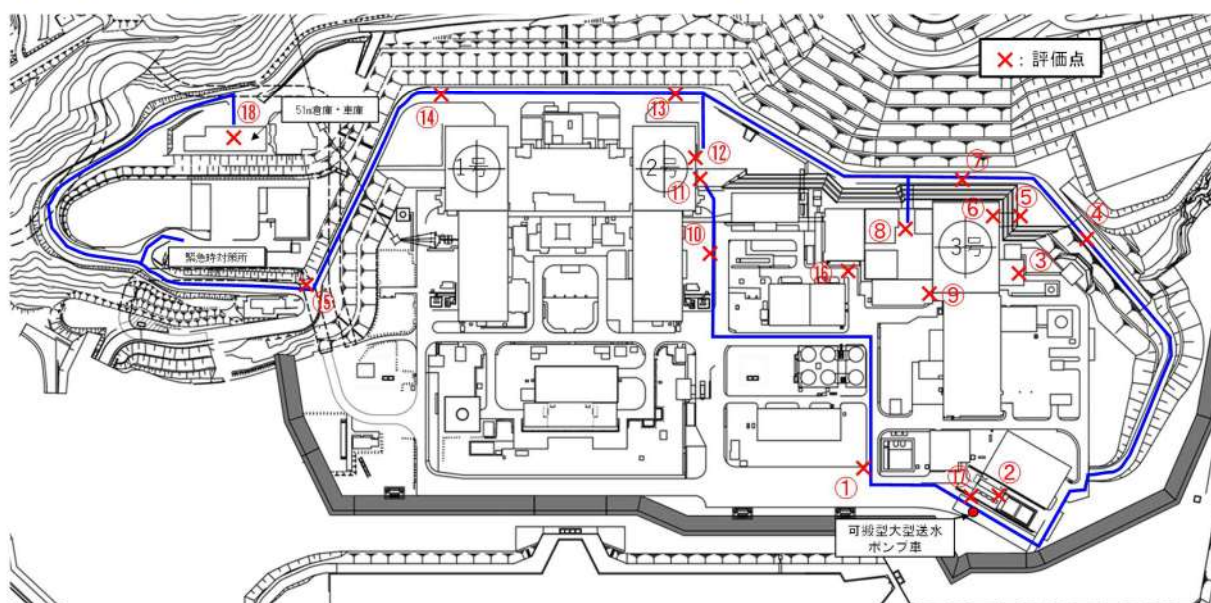


図 2-1 作業動線と評価点 (燃料取替用水ピットへの補給 (海水))

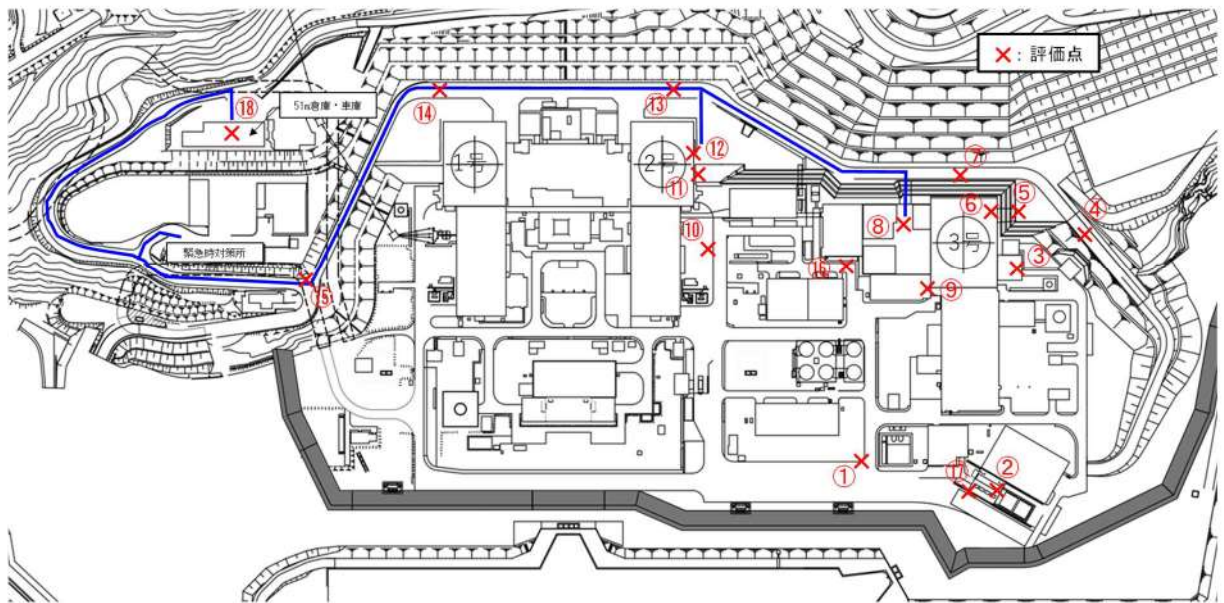


図2-2 作業動線と評価点
 (使用済燃料ピットへの通水確保 (海水))

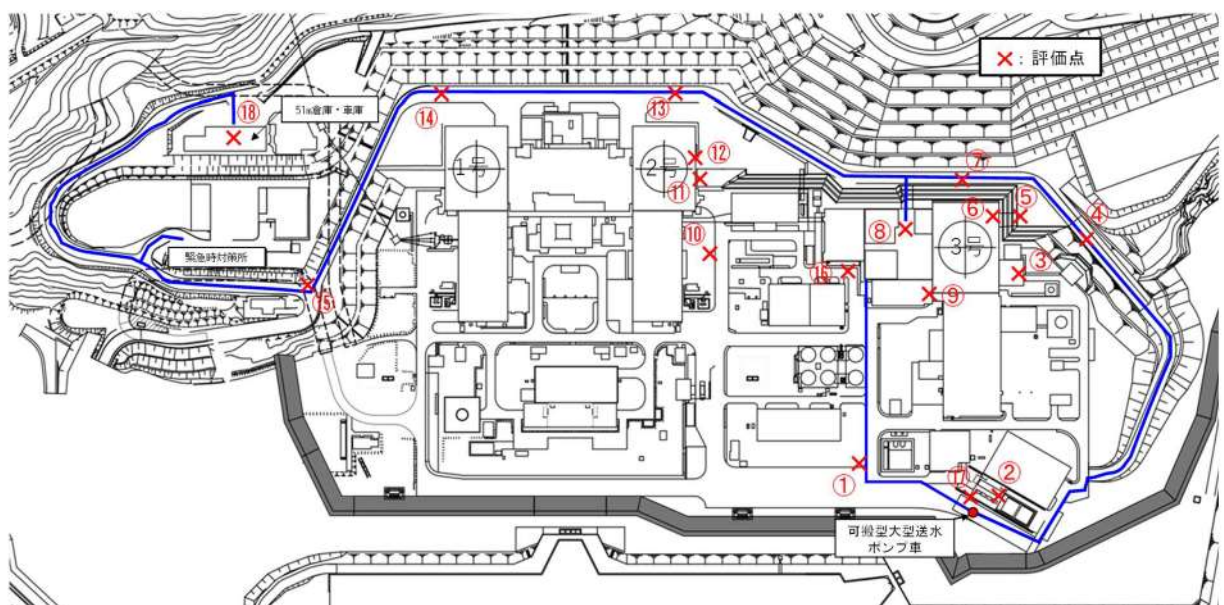


図2-3 作業動線と評価点
 (原子炉補機冷却水系への注水確保 (海水))

3. 作業開始時間を遅らせた場合の線量の低減について

評価対象とした3つの作業については、使命時間（それぞれ約12.9時間，約3.2日，24時間）に対して余裕を持って完了することが可能である。

以上から使命時間までに作業完了するように作業開始すると仮定した場合には、被ばく線量が低減することは明らかであり、適切な線量管理の下、被ばく線量の低減を図ることは可能である。

4. 屋内作業の扱いについて

事故初期に行う屋内作業の中で最も長い作業時間は、運転員の作業の「B-アニュラス空気浄化設備空気作動弁代替空気供給及びダンパ手動開操作」，「B-充てんポンプ（自己冷却）系統構成・ベンティング・通水・流量調整」及び「可搬型格納容器内水素濃度計測ユニット起動準備・起動」の2時間5分であり，「燃料取替用水ピットへの補給（海水）」の4時間10分より短い。また，屋内作業は原子炉格納容器以外の遮蔽を考慮でき，屋外作業に比べて線量率は低くなることから，「燃料取替用水ピットへの補給（海水）」，「使用済燃料ピットへの注水確保（海水）」及び「原子炉補機冷却水系への通水確保（海水）」の被ばく評価によって代表できる。

また，1.2で評価対象作業として選定された屋外作業を実施する災害対策要員は，以下の表に示す屋内作業を行うが，原子炉格納容器以外の遮蔽を考慮できることから，屋内作業による被ばくへの寄与は小さく，作業期間中100mSvを下回る。

要員	屋内作業
災害対策要員A	非常用母線受電準備及び受電
災害対策要員B	非常用母線受電準備及び受電
災害対策要員C	B-アニュラス空気浄化系空気作動弁及びダンパへの代替空気供給，B-充てんポンプ（自己冷却）系統構成，ベンティング，通水
災害対策要員D	代替格納容器スプレイポンプ起動準備，蓄電池室換気系ダンパ開処置，コントロールセンタコネクタ差替え，中央制御室非常用循環系ダンパ開処置
災害対策要員E	可搬型計測器接続
災害対策要員F	試料採取室排気系ダンパ開処置，蓄電池室換気系ダンパ開処置，コントロールセンタコネクタ差替え，中央制御室非常用循環系ダンパ開処置

表 3-1 屋外作業員の被ばく管理上考慮する屋内作業

5. 災害対策要員について

災害対策要員の勤務形態は，通常時から4班2交代のサイクルで運用していることから，比較的長時間が経過した後の屋外作業においては，現実的には発電所構外からの参集要員との交代も可能である。

6. 長期的な作業の扱いについて

長期的な作業として，可搬型大型送水ポンプ車及び可搬側大容量海水送水ポンプ車等への給油作業があるが，これらの作業については，要員の交代が可能であり，適切な線量管理のもと，作業を継続していくことが可能である。

原子炉格納容器への核分裂生成物の放出割合の設定について

本評価では、原子炉格納容器への核分裂生成物の放出割合の設定について、重大事故時までの洞察を含む米国の代表的なソースタームであるNUREG-1465に示された放出割合、放出時間を用いている。

1. NUREG-1465の放出割合、放出時間の適用性について

NUREG-1465¹のソースタームは、燃料被覆管破損時点より、原子炉容器が破損しデブリが炉外に放出される状態に至るまでを対象としたものであり、本評価で想定している事故シーケンスと同様のシーケンスについても対象に含まれている。NUREG-1465で対象としているシーケンスを第1表に示す。

第1表 NUREG-1465で対象としているシーケンス

Plant	Sequence	Description	
Surry	AG	LOCA (hot leg), no containment heat removal systems	
	TMLB'	LOOP, no PCS and no AFWS	
	V	Interfacing system LOCA	
	S3B	SBO with RCP seal LOCA	
	S2D-δ	SBLOCA, no ECCS and H ₂ combustion	
	S2D-β	SBLOCA with 6" hole in containment	
Zion	S2DCR	LOCA (2"), no ECCS no CSRS	
	S2DCF1	LOCA RCP seal, no ECCS, no containment sprays, no coolers—H ₂ burn or DCH fails containment	
	S2DCF2	S2DCF1 except late H ₂ or overpressure failure of containment	
	TMLU	Transient, no PCS, no ECCS, no AFWS—DCH fails containment	
Oconee 3	TMLB'	SBO, no active ESF systems	
	S1DCF	LOCA (3"), no ESF systems	
Sequoyah	S3HF1	LOCA RCP, no ECCS, no CSRS with reactor cavity flooded	
	S3HF2	S3HF1 with hot leg induced LOCA	
	3HF3	S3HF1 with dry reactor cavity	
	S3B	LOCA (1/2") with SBO	
	TBA	SBO induces hot leg LOCA—hydrogen burn fails containment	
	ACD	LOCA (hot leg), no ECCS no CS	
	S3B1	SBO delayed 4 RCP seal failures, only steam driven AFW operates	
	S3HF	LOCA (RCP seal), no ECCS, no CSRS	
	S3H	LOCA (RCP seal) no ECC recirculation	
SBO	Station Blackout	LOCA	Loss of Coolant Accident
RCP	Reactor Coolant Pump	DCH	Direct Containment Heating
PCS	Power Conversion System	ESF	Engineered Safety Feature
CS	Containment Spray	CSRS	CS Recirculation System
ATWS	Anticipated Transient Without Scram	LOOP	Loss of Offsite Power

NUREG-1465では、重大事故時に炉心から原子炉格納容器へ放出される核分裂生成物の割合について第2表のような事象進展各フェーズに対する放出割合、放出時間を設定している。

¹ Accident Source Terms for Light-Water Nuclear Power Plants

NUREG-1465の中でも述べられているように、NUREG-1465のソースタームは炉心溶融に至る種々の事故シーケンスを基にした代表的なソースタームである。特に、炉心損傷後に環境に放出される放射性物質が大きくなる観点で支配的なシーケンスとして、本評価で対象としている「大破断LOCA時に低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故シーケンス」を含む低圧シーケンスを代表するよう設定されたものである。

第2表 原子炉格納容器への放出期間及び放出割合 (NUREG-1465 Table3. 13)

	Gap Release***	Early In-Vessel	Ex-Vessel	Late In-Vessel
Duration (Hours)	0.5	1.3	2.0	10.0
Noble Gases**	0.05	0.95	0	0
Halogens	0.05	0.35	0.25	0.1
Alkali Metals	0.05	0.25	0.35	0.1
Tellurium group	0	0.05	0.25	0.005
Barium, Strontium	0	0.02	0.1	0
Noble Metals	0	0.0025	0.0025	0
Cerium group	0	0.0005	0.005	0
Lanthanides	0	0.0002	0.005	0

- * Values shown are fractions of core inventory.
- ** See Table 3.8 for a listing of the elements in each group
- *** Gap release is 3 percent if long-term fuel cooling is maintained.

事象進展の各フェーズは大きく以下のように整理されている。

- ・ Gap-Release/Early In-Vessel
燃料被覆管損傷後のギャップからの放出 (Gap-Release) と、燃料の溶融に伴う原子炉容器損傷までの炉心からの放出 (Early In-Vessel) を想定。
- ・ Ex-Vessel/Late In-Vessel
原子炉容器損傷後、炉外の溶融炉心からの放出 (Ex-Vessel) 及び1次系に沈着した核分裂生成物の放出 (Late In-Vessel) を想定。

事象が発生してから炉心が溶融を開始し、原子炉容器が破損する事象進展のタイミングについて、MAAPを用いた泊発電所3号炉の解析結果とNUREG-1465の想定を比較すると、第3表のとおりとなる。

第3表 溶融開始から原子炉容器が破損するまでのタイミングの比較

	燃料被覆管損傷が開始し、ギャップから放射性物質が放出される期間	炉心溶融が開始し、溶融燃料が原子炉容器を破損するまでの期間
MAAP解析結果	0～約19分	約19分～約1.6時間
NUREG-1465	0～30分	30分～1.8時間

炉心溶融開始及び原子炉容器損傷のタイミングについては、ほぼ同じであり、核分裂生成物が大量に放出される初期の事象進展に大きな差はないと判断している。

NUREG-1465のソースタームは、低燃焼度燃料を対象にしている。そのため、米国において、NUREG-1465のソースターム（以下、「更新ソースターム」という）を高燃焼度燃料及びMOX燃料に適用する場合の課題に関し、1999年に第461回ACRS (Advisory Committee on Reactor Safeguards) 全体会議において議論がなされている。そこでは、ACRSから、高燃焼度燃料及びMOX燃料への適用について判断するためには解析ツールの改良及び実験データの収集が必要とコメントがなされている。これに対し、NRCスタッフは、実質的にソースタームへの影響はないと考えられると説明している。

その後、各放出フェーズの継続時間及び各核種グループの放出割合に与える影響等について専門家パネルでの議論が行われており、その結果がERI/NRC 02-202² (2002年11月)にまとめられ公開されている。この議論の結果として、以下に示す通り、解決すべき懸案事項が挙げられているものの、高燃焼度燃料及びMOX燃料に対しても更新ソースタームの適用について否定されているものではない。

Finally, there is a general expectation that the physical and chemical forms of the revised source terms as defined in NUREG-1465 are applicable to high burnup and MOX fuels.

(ERI/NRC 02-202 第4章)

議論された高燃焼度燃料は、燃料集合体の最大燃焼度75 GWd/t、炉心の平均燃焼度50 GWd/tを対象としている。

専門家パネルの議論の結論として示された、各フェーズの継続時間及び原子炉格納容器内への放出割合について、第4-1表及び第4-2表に示す (ERI/NRC 02-202 Table 3.1及びTable 3.12)。表のカッコ内の数値は、NUREG-1465の値を示している。また、複数の数値が同一の欄に併記されているのは、パネル内で単一の数値が合意されなかった場合における各専門家の推奨値である。それぞれの核種についてNUREG-1465と全く一致しているとは限らないが、NUREG-1465から大きく異なるような数値は提案されていない。

以上の議論の結果として、ERI/NRC 02-202では、引用した英文のとおり高燃焼度燃料に対してもNUREG-1465のソースタームを適用できるものと結論付けている。

なお、米国の規制基準であるRegulatory Guideの1.183においては、NUREG-1465記載の放出割合を燃料棒で最大62 GWd/tまでの燃焼度の燃料まで適用できるものと定めている。

² ACCIDENT SOURCE TERMS FOR LIGHT-WATER NUCLEAR POWER PLANTS:HIGH BURNUP AND MIXED OXIDE FUELS

3.2 Release Fractions¹⁰

The core inventory release fractions, by radionuclide groups, for the gap release and early in-vessel damage phases for DBA LOCAs are listed in Table 1 for BWRs and Table 2 for PWRs. These fractions are applied to the equilibrium core inventory described in Regulatory Position 3.1.

For non-LOCA events, the fractions of the core inventory assumed to be in the gap for the various radionuclides are given in Table 3. The release fractions from Table 3 are used in conjunction with the fission product inventory calculated with the maximum core radial peaking factor.

¹⁰ The release fractions listed here have been determined to be acceptable for use with currently approved LWR fuel with a peak burnup up to 62,000 MWD/MTU. The data in this section may not be applicable to cores containing mixed oxide (MOX) fuel.

第 4-1 表 ERI/NRC 02-202 における原子炉格納容器への放出
(高燃焼度燃料)

Table 3.1 PWR Releases Into Containment (High Burnup Fuel)^a

Duration (Hours)	Gap Release	Early In-Vessel	Ex-Vessel	Late In-Vessel
	0.4 (0.5) ¹	1.4 (1.3)	2.0 (2.0)	10.0 (10.0)
Noble Gases	0.05; 0.07; 0.07; 0.07; NE ² (0.05)	0.63; 0.63; 0.63; 0.65; 1.0TR (0.93)	0.3 (0)	0 (0)
Halogens	0.05 (0.05)	0.35; 0.95TR (0.35)	0.25 (0.25)	0.2 (0.1)
Alkali Metals	0.05 (0.05)	0.25; 0.90TR (0.25)	0.35 (0.35)	0.1 (0.1)
Tellurium group	0.005 (0)	0.10; 0.30; 0.30; 0.35; 0.7TR (0.05)	0.40 (0.25)	0.20 (0.005)
Barium, Strontium	0 (0)	0.02; *** (0.02)	0.1 (0.1)	0 (0)
Noble Metals	(0)	(0.0025)	(0.0025)	(0)
Mo, Tc	0	0.15; 0.2; 0.2; 0.2; 0.7TR ²	0.02; 0.02; 0.2; 0.2; TR	0; 0; 0.05; 0.05; TR
Ru, Rh, Pd	0	0.0025; 0.0025; 0.01; 0.01; 0.02TR	0.0025; 0.02; 0.02; 0.02; TR	0.01; 0.01; 0.01; 0.10; TR
Cerium group	(0)	(0.0005)	(0.005)	(0)
Ce	0	0.0002; 0.0005; 0.01; 0.01; 0.02TR	0.005; 0.005; 0.01; 0.01; TR	0
Pu, Zr	0	0.0001; 0.0005; 0.001; 0.002; 0.002TR	0.005; 0.005; 0.01; 0.01; TR	0
Np	0	0.001; 0.01; 0.01; 0.01; 0.02TR	0.005; 0.005; 0.01; 0.01; TR	0
Lanthanides (one group) ³	0; 0; 0; (0)	0.0005; 0.002; 0.01 (0.0002)	0.005; 0.01; 0.01 (0.005)	0; 0; 0 (0)
La, Eu, Pr, Nb	0; 0	0.0002; 0.02TR	0.005; TR	0; TR
Y, Nd, Am, Cm	0; 0	0.0002; 0.002TR	0.005; TR	0; TR
Nb	0; 0	0.002; 0.002TR	0.005; TR	0; TR
Pm, Sm	0; 0	0.0002; 0.002TR	0.005; TR	0; TR

^aNote that it was the panel's understanding that only about 1/3 of the core will be high burnup fuel. This is a significant deviation from the past when accident analyses were performed for cores that were uniformly burned usually to 39 GWd/t.

¹ The numbers in parentheses are those from NUREG-1465, Accident Source Terms for PWR Light-Water Nuclear Power Plants (Table 3.13).

² TR = total release. The practice in France is to assign all releases following the gap release phase to the early in-vessel phase.

³ NE = No entry; the panel member concluded that there was insufficient information upon which to base an informed opinion.

⁴ Barium should not be treated the same as Strontium. There is experimental evidence that barium is much more volatile than strontium. VERCORS and H/VI (ORNL) experiments cited; these show a 50% release from the fuel and a 10% delivery to the containment. Strontium has a 10% release from fuel and 2% to the containment, based upon all data available to date.

⁵ Three panel members retained the NUREG-1465 lanthanide grouping, e.g., one group, while two panel members subdivided the group into four subgroups.

第 4-2 表 ERI/NRC 02-202 における原子炉格納容器への放出
(ウラン・プルトニウム混合酸化物燃料)

Table 3.12 MOX Releases Into Containment^a

Duration (Hours)	Gap Release	Early In-Vessel	Ex-Vessel	Late In-Vessel
	0.3; 0.4; 0.4; 0.4; 0.4 (0.5) ¹	1.4; 1.4; 1.4; 1.4; 1.5 (1.3)	2.0 (2.0)	10.0 (10.0)
Noble Gases	0.05; 0.05; 0.05; 0.05; 0.07 (0.05)	0.65; 0.65; 0.75; 0.93; 0.55 TR ² (0.93)	0; 0.2; 0.3; 0.3; TR (0)	0 (0)
Halogens	0.05; 0.05; 0.05; 0.05; 0.07 (0.05)	0.325; 0.35; 0.35; 0.375; 0.95TR (0.35)	0.15; 0.2; 0.25; 0.25; TR (0.25)	0.2; 0.2; 0.2; 0.2; TR (0.1)
Alkali Metals	0.05; 0.05; 0.05; 0.05; 0.07 (0.05)	0.25; 0.30; 0.30; 0.30; 0.65TR (0.25)	0.25; 0.25; 0.30; 0.30; TR (0.35)	0.10; 0.15; 0.15; 0.15; TR (0.1)
Tellurium group	0; 0; 0; 0.005; 0.005 (0)	0.1; 0.15; 0.3; 0.35; 0.7TR (0.05)	0.4; 0.4; 0.4; 0.4; TR (0.25)	0.1; 0.2; 0.2; 0.2; TR (0.005)
Barium, Strontium	NE ³ ; NE; NE; 0; 0 (0)	NE; NE; NE; 0.01; 0.1 (0.02)	NE; NE; NE; 0.1; 0.1 (0.1)	NE; NE; NE; 0; 0.05 (0)
Noble Metals	(0)	(0.0025)	(0.0025)	(0)
Mo, Tc	NE; NE; NE; 0; 0	NE; NE; NE; 0.1; 0.1	NE; NE; NE; 0.01; 0.01	NE; NE; NE; 0.1; 0.1
Ru, Rh, Pd	NE; NE; NE; 0; 0	NE; NE; NE; 0.05; 0.1	NE; NE; NE; 0.01; 0.01	NE; NE; NE; 0.01; 0.01
Cerium group	(0)	(0.0005)	(0.005)	(0)
Ce	NE; NE; NE; 0; 0	NE; NE; NE; NE; 0.01	NE; NE; NE; 0.01; 0.01	NE; NE; NE; NE; 0
Pu, Zr	NE; NE; NE; 0; 0	NE; NE; NE; NE; 0.001	NE; NE; NE; 0.001; 0.001	NE; NE; NE; NE; 0
Np	NE; NE; NE; 0; 0	NE; NE; NE; NE; 0.01	NE; NE; NE; 0.01; 0.02	NE; NE; NE; NE; 0
Lanthanides	NE; NE; NE; 0; 0 (0)	NE; NE; NE; NE; 0.005 (0.0002)	NE; NE; NE; NE; 0.01 (0.005)	NE; NE; NE; NE; 0 (0)

¹ The numbers in parentheses are those from NUREG-1465, Accident Source Terms for PWR Light-Water Nuclear Power Plants (Table 3.13).

² TR = total release. The practice in France is to not divide the source term into early in-vessel, ex-vessel, and late in-vessel phases.

³ NE = No entry; the panel member concluded that there was insufficient information upon which to base an informed opinion.

⁴ The values in Table 3.12 are for releases from the MOX assemblies in the core and not from the LEU assemblies.

その後も更新ソースタームを高燃焼度燃料やMOX燃料に適用する場合の課題に対して検討が行われており、2011年1月には、サンディア国立研究所から報告書が出されている。(Sandia Report SAND2011-0128³)

希ガスやハロゲンといった被ばく評価に大きく寄与する核種グループについて、高燃焼度燃料及びウラン・プルトニウム混合酸化物燃料の放出割合は、第5-1表及び第5-2表に示すとおり、低燃焼度燃料のそれと著しく異なるものではないことが示されている。このことから、現段階においては、NUREG-1465の高燃焼度燃料やウラン・プルトニウム混合酸化物燃料の適用について否定されるものではないと考える。第6表にそれらのデータを整理した。

第5-1表 SAND2011-0128における原子炉格納容器への放出（高燃焼度燃料）

Table 13. Comparison of PWR high burnup durations and release fractions (bold entries) with those recommended for PWRs in NUREG-1465 (parenthetical entries).

Duration (hours)	Gap Release	In-vessel Release	Ex-vessel Release	Late In-vessel Release
	0.22 (0.5)	4.5 (1.5)	4.8 (2.0)	143 (10)
Release Fractions of Radionuclide Groups				
Noble Gases (Kr, Xe)	0.017 (0.05)	0.94 (0.95)	0.011 (0)	0.003 (0)
Halogens (Br, I)	0.004 (0.05)	0.37 (0.35)	0.011 (0.25)	0.21 (0.10)
Alkali Metals (Rb, Cs)	0.003 (0.05)	0.23 (0.25)	0.02 (0.35)	0.06 (0.10)
Alkaline Earths (Sr, Ba)	0.0006 (0)	0.004 (0.02)	0.003 (0.10)	- (-)
Tellurium Group (Te, Se, Sb)	0.004 (0)	0.30 (0.05)	0.003 (0.25)	0.10 (0.005)
Molybdenum (Mo, Tc, Nb)	-	0.08 (0.0025)	0.01 (0.0025)	0.03 (0)
Noble Metals (Ru, Pd, Rh, etc.)	-	0.006 (0.0025)	[0.0025]	-
Lanthanides (Y, La, Sm, Pr, etc.)	-	1.5x10⁻⁴ (2x10 ⁻⁴)	1.3x10⁻⁵ (0.005)	-
Cerium Group (Ce, Pu, Zr, etc.)	-	1.5x10⁻⁴ (5x10 ⁻⁴)	2.4x10⁻⁴ (0.005)	-

第5-2表 SAND2011-0128における原子炉格納容器への放出
(ウラン・プルトニウム混合酸化物燃料)

Table 16. Comparison of proposed source term for an ice-condenser PWR with a 40% MOX core (bold entries) to the NUREG-1465 source term for PWRs (parenthetical entries).

Duration (hours)	Gap Release	In-vessel Release	Ex-vessel Release	Late In-vessel Release
	0.36 (0.50)	4.4 (1.3)	6.5 (2.0)	16 (10)
Release Fractions of Radionuclide Groups				
Noble Gases (Kr, Xe)	0.028 (0.050)	0.86 (0.95)	0.05 (0)	0.026 (0)
Halogens (Br, I)	0.028 (0.050)	0.48 (0.35)	0.06 (0.25)	0.055 (0.10)
Alkali Metals (Rb, Cs)	0.014 (0.050)	0.44 (0.25)	0.07 (0.35)	0.025 (0.10)
Alkaline Earths (Sr, Ba)	-	0.0015 (0.020)	0.008 (0.1)	9x10⁻³ (0)
Tellurium Group (Te, Se, Sb)	0.014 (0)	0.48 (0.05)	0.04 (0.25)	0.055 (0.005)
Molybdenum (Mo, Tc, Nb)	-	0.27 (0.0025)	[0.0025]	0.024 (0)
Noble Metals (Ru, Pd, Rh, etc.)	-	0.005 (0.0025)	[0.0025]	3 x 10⁻⁴ (0)
Lanthanides (Y, La, Sm, Pr, etc.)	-	1.1 x 10⁻⁴ (0.0002)	3 x 10⁻⁵ (0.005)	-
Cerium Group (Ce, Pu, Zr, etc.)	-	1.0 x 10⁻⁴ (0.0005)	5 x 10⁻⁴ (0.005)	-

³ Accident Source Terms for Light-Water Nuclear Power Plants Using High-Burnup or MOX Fuel

第6表 全放出期間での格納容器への放出割合の整理

	NUREG-1465	ERI/NRC 02-202 (高燃焼度燃料)※	ERI/NRC 02-202 (MOX 燃料)※	SAND 2011-0128 (高燃焼度燃料)	SAND 2011-0128 (MOX 燃料)
希ガス類	1.0	1.0	1.0	0.97	0.96
よう素類	0.75	0.85	0.82	0.60	0.62
Cs 類	0.75	0.75	0.75	0.31	0.55

※ 複数の値が提示されているため、平均値を使用した。

以上のように、解決すべき懸案事項があるものの、現在の知見では、高燃焼度燃料及びMOX燃料に対しても更新ソースタームを否定されているものではないことがRegulatory Guide 1.183, ERI/NRC 02-202及びSandia Reportに示されている。

泊発電所3号炉の燃料集合体の最高燃焼度は、ウラン燃料で55GWd/t、ウラン・プルトニウム混合酸化物燃料で45GWd/tであることから、ERI/NRC 02-202における適用範囲、燃料集合体の最高燃焼度75GWd/t及びSandia Reportの適用範囲、燃料集合体最高燃焼度59GWd/tと比較し適用範囲内にある。また、泊発電所3号炉の燃料棒最高燃焼度はウラン燃料で61GWd/t、ウラン・プルトニウム混合酸化物燃料で53GWd/tであり、Regulatory Guide 1.183に示される適用範囲、燃料棒最高燃焼度62 GWd/tの範囲内にある。このため、泊発電所3号炉に対し、使用を否定されていない更新ソースタームの適用は可能と判断される。

ERI/NRC 02-202に示された放出割合の数値については、専門家の意見も分かれていること、Sandia Report記載の数値についても、MOX燃料については単一の格納容器の型式を対象とした解析にとどまっており、米国NRCにオーソライズされたものではないことを考慮し、今回の評価においては、NUREG-1465の数値を用いた。

2. 今回の評価モデルでの評価と MAAP 解析での評価の比較について

2.1 原子炉格納容器外への放出割合について

「大破断 LOCA 時に低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故シーケンス」における原子炉格納容器外への放出割合について、原子炉格納容器貫通部のエアロゾル粒子に対する DF を 1 とした場合の、今回の評価モデルでの評価結果と MAAP 解析での評価結果についての比較を第 7 表に、また、比較方法を第 8 表に示す。

今回の評価では、NUREG-1465 に示されている割合で原子炉格納容器に放出された後、エアロゾルについては、原子炉格納容器等への沈着や代替格納容器スプレイによる除去を考慮し、原子炉格納容器外への放出割合を算出している。

一方、MAAP コードでは、内蔵された評価式により、原子炉格納容器気相部からのエアロゾルの沈着による除去効果として水蒸気凝縮に伴う壁面・水面への沈着、重力沈降等を模擬しており、原子炉格納容器内気相部温度等を用いて、原子炉格納容器外への放出割合を算出している。

原子炉格納容器からの放出割合については、本評価で用いたモデルでの評価のほうが、MAAP 解析での評価よりも大きな数値となっており、保守的な評価であることが確認できる。

また、原子炉格納容器貫通部のエアロゾル粒子に対する DF を 10 とした場合においても、それぞれの核種グループに対して同等の除染効果が発生するため、検討結果に影響はない。

これは、MAAP コードに内蔵されたエアロゾルの自然沈着等の評価式による低減効果が、今回の評価での低減効果に比べて大きいためである。よって、原子炉格納容器への核分裂生成物の放出割合の設定については、米国の代表的なソースタームである NUREG-1465 に示された放出割合を用いることで保守的に評価できると考える。

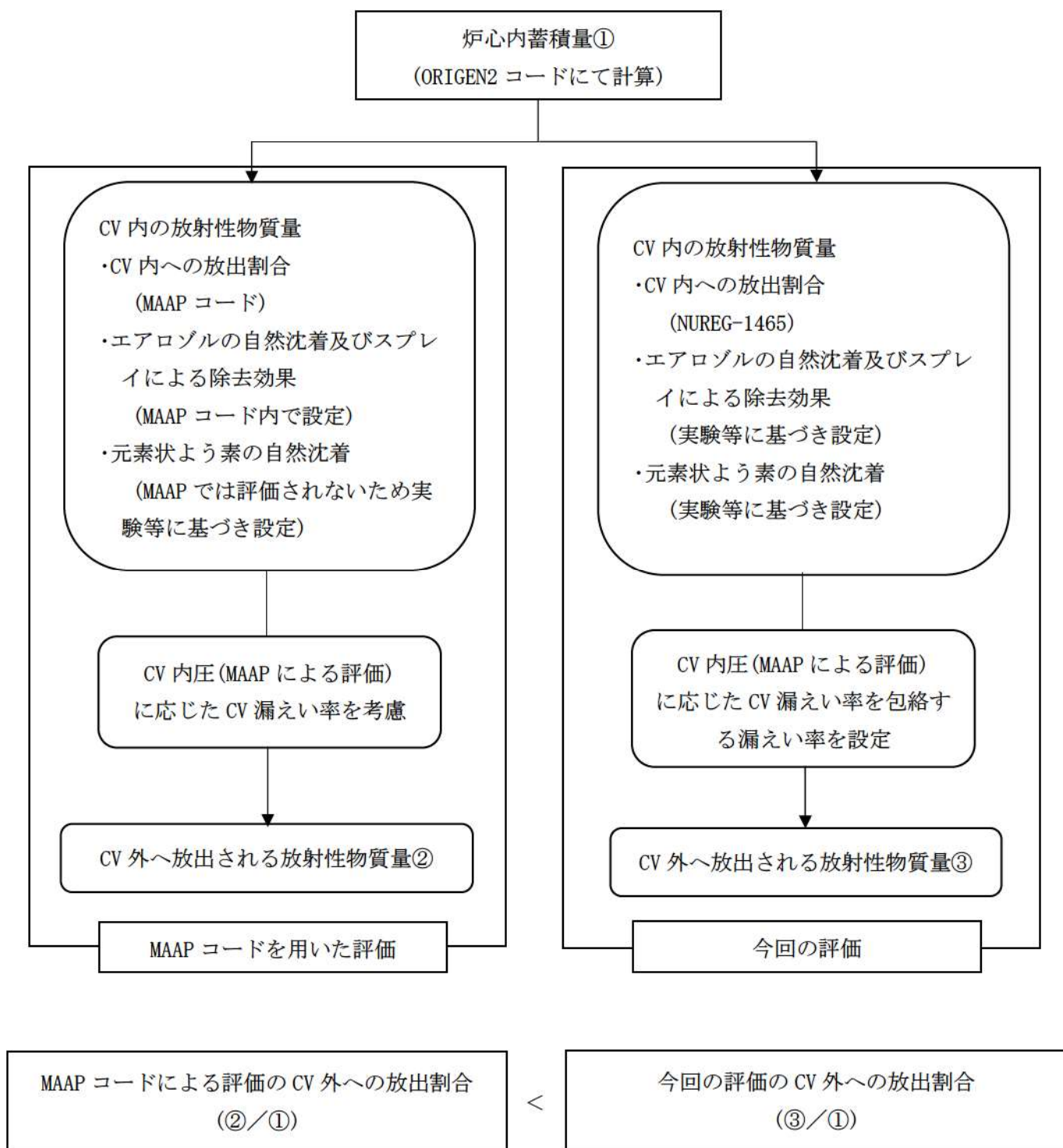
第7表 MAAP コードによるソースターム解析をした評価結果と今回の評価結果の比較

核種グループ	本評価で用いたモデル	MAAP 解析*2
希ガス類	約 1.1×10^{-2}	約 9.6×10^{-3}
よう素類	約 3.6×10^{-4}	約 3.0×10^{-4}
Cs 類	約 2.0×10^{-4}	約 1.9×10^{-5}
Te 類	約 8.0×10^{-5}	約 1.5×10^{-5}
Ba 類	約 3.2×10^{-5}	約 6.9×10^{-7}
Ru 類	約 1.3×10^{-6}	約 1.3×10^{-6}
Ce 類	約 1.4×10^{-6}	約 4.7×10^{-8}
La 類	約 1.4×10^{-6}	約 7.4×10^{-9}

*1 表における割合の数値は、有効数値3桁目を四捨五入し2桁に丸めた値である。

*2 Csのように複数の化学形態（CsI, CsOHグループ）を有する核種については、Csの炉心内蓄積量に対するそれぞれの化学形態グループの放出割合を合計している。

第8表 MAAPコードによる放出量と本評価による放出量の比較方法



2.2 原子炉格納容器内の線源強度等について

MAAP 解析では、原子炉格納容器内を多区画に分割しており、原子炉格納容器内の各区画に対して固有の線源強度を設定することが可能となる。これにより、遮蔽体としては、原子炉格納容器内の遮蔽構造物（1次遮へい、2次遮へい等）を考慮した現実的な遮蔽を考慮したモデルを設定することができる。

一方、本評価で用いたモデルでは、原子炉格納容器内を1つの区画としたモデルを設定し、原子炉格納容器内の線源に対して代替格納容器スプレイによる原子炉格納容器の下部区画への移行を考慮し、上部区画及び下部区画に均一に分布した線源強度を設定している。また、遮蔽体としては、外部遮へいのみを考慮したモデルとしている。

MAAP 解析において、原子炉格納容器内の遮蔽構造物による現実的な遮蔽効果を考慮した場合、遮蔽構造物に囲まれている区画の線量の低減効果が大きく、直接線及びスカイシャイン線の観点で線量に寄与する領域は上部区画となる。

直接線及びスカイシャイン線の線源強度について、本評価で用いたモデルでの下部区画へ移行した放射性物質を除いた線源強度と、MAAP 解析での上部区画の線源強度の比較を行った。結果を第9表に示す。

第9表 原子炉格納容器内の線源強度における
本評価で用いたモデルでの評価と MAAP 解析での評価の比較

項目	本評価で用いたモデル	MAAP 解析
線源強度 (MeV)	約 3.1×10^{24}	約 2.5×10^{24}

第9表に示すとおり、本評価で用いたモデルでの直接線及びスカイシャイン線の評価が線源強度の観点でより保守的な値となっている。さらに本評価で用いたモデルの評価では、下部区画へ移行した放射性物質に対して外部遮蔽以外の遮蔽構造物の遮蔽効果を見込んでいない。

2.1 及び 2.2 より、本評価で用いたモデルでの評価は、MAAP 解析での評価と比較して保守的に評価できる。

各核種グループの内訳について

NUREG-1465の高燃焼度燃料やウラン・プルトニウム混合酸化物燃料の適用については、現在の知見では、否定されるものではないものの、高燃焼度燃料及びウラン・プルトニウム混合酸化物燃料に対するNUREG-1465の適用に関する専門家での議論の中で、NUREG-1465に比べて大きな放出割合が提案されている核種グループもある。本評価で用いたモデルでの評価において、各核種グループの内訳を確認する。

環境に放出される放射性物質について、NUREG-1465に示される各核種グループの内訳としてI-131等価量換算値を第10-1表に、ガンマ線エネルギー0.5MeV換算値を第10-2表に示す。ウラン・プルトニウム混合酸化物燃料に対するNUREG-1465の適用に関する専門家での議論の中で、NUREG-1465に比べて大きな放出割合が提案されているTe類やRu類については、大気中への放射性物質における寄与割合は小さく、本評価の観点には大きな影響を及ぼすものではない。

第10-1表 環境に放出される放射性物質の
各核種グループの内訳 (I-131等価量換算)

核種グループ	放出放射能量 ^(注1, 2) (Bq)	内訳 (%)
希ガス類	約 0.0×10^0	0
よう素類	約 7.9×10^{13}	92
Cs 類	約 1.7×10^{12}	2
Te 類	約 3.8×10^{11}	<1
Ba 類	約 6.1×10^{11}	<1
Ru 類	約 5.9×10^{10}	<1
Ce 類	約 2.2×10^{12}	3
La 類	約 1.7×10^{12}	2
合計	約 8.6×10^{13}	100

(注1) 7日間積算放出量

(注2) 有効数値3桁目を四捨五入し2桁に丸めた値

第 10-2 表 環境に放出される放射性物質の
各核種グループの内訳 (γ 線エネルギー 0.5MeV 換算)

核種グループ	放出放射エネルギー ^(注 1, 2) (Bq)	内訳 (%)
希ガス類	約 8.7×10^{15}	93
よう素類	約 6.2×10^{14}	7
Cs 類	約 1.7×10^{13}	<1
Te 類	約 3.1×10^{12}	<1
Ba 類	約 1.7×10^{12}	<1
Ru 類	約 9.9×10^{10}	<1
Ce 類	約 1.1×10^{11}	<1
La 類	約 2.9×10^{11}	<1
合計	約 9.3×10^{15}	100

(注 1) 7 日間積算放出量

(注 2) 有効数値 3 桁目を四捨五入し 2 桁に丸めた値

よう素の化学形態の設定について

本評価では、よう素の化学形態に対する存在割合としてR. G. 1. 195 “Methods and Assumptions for Evaluating Radiological Consequences of Design Basis Accidents at Light Water Nuclear Power Reactors” で示されたよう素の存在割合を用いている。

原子炉格納容器への核分裂生成物の放出割合の設定に用いたNUREG-1465にもよう素の化学形態に対する存在割合についての記載があるが、原子炉格納容器内の液相のpHが7以上の場合とされている。(放出全よう素のうち元素状よう素は5%を超えないこと、有機よう素は元素状よう素の3% (0.15%) を超えない (95%が粒子状))。

本評価で想定するシーケンスのように、既設の格納容器スプレイの喪失も想定し、pH調整がされない可能性がある場合には、元素状よう素への転換割合が大きくなるとの知見もあり、元素状よう素の存在割合が大きくなれば有機よう素の存在割合も大きくなる。元素状よう素は原子炉格納容器内での自然沈着により一定の低減効果が見込めるのに対し、有機よう素は同様の低減効果を見込めないことから、原子炉格納容器外部への放出の観点からは有機よう素の形態が重要であることを踏まえ、本評価ではよう素の化学形態ごとの存在割合の設定について以下のとおり検討、設定した。

NUREG-1465では、よう素の化学形態毎の存在割合に関してpH<7の場合での直接的な値の記述はないが、よう素の化学形態ごとの設定に関して、NUREG/CR-5732 “Iodine Chemical Forms in LWR Severe Accidents” を引用している。NUREG/CR-5732 では、pHとよう素の存在割合に係る知見として、pHの低下に伴って元素状よう素への転換割合が増加する知見を示すとともに、pH調整がなされる場合及びなされない場合それぞれについて、重大事故等時のよう素の化学形態に関して複数のプラントに対する評価を行っている。

pH調整がなされている場合の結果を第1表、pH調整がなされない場合の結果を第2表に示す。PWRでドライ型格納容器を持つSurryの評価結果では、pHが調整されている場合は、ほぼ全量がI⁻となって粒子状よう素になるのに対して、pHが調整されていない場合には、ほぼ全量が元素状よう素となる。また、有機よう素についても、非常に小さい割合であるが、pH調整されている場合よりも、pH調整されていない場合のほうが、より多くなる結果が示されている。

第1表 重大事故時のpH調整した場合のよう素化学形態
(NUREG/CR-5732, Table 3.6)

Table 3.6 Distribution of iodine species for pH controlled above 7

Plant	Accident	Fraction of total iodine in containment (%)			
		I ₂ (g)	I ₂ (l)	I ⁻ (l)	CH ₃ I (g)
Grand Gulf	TC γ	0.05	0.03	99.92	0.001
	TQUV γ	0.01	0.03	99.96	0.0003
Peach Bottom	AE γ	0.002	0.03	99.97	0.0001
	TC2 γ	0.02	0.03	99.95	0.0004
Sequoyah	TBA	0.21	0.03	99.76	0.004
Surry	TMLB' γ	1.9	0.03	98.0	0.03
	AB γ	2.4	0.03	97.5	0.03

第2表 重大事故時の pH 調整を考慮しない場合のよう素化学形態
(NUREG/CR-5732, Table 3.7)

Table 3.7 Distribution of iodine species for uncontrolled pH

Plant	Accident	Fraction of total iodine in containment (%)			
		I ₂ (g)	I ₂ (l)	I ⁻ (l)	CH ₃ I (g)
Grand Gulf	TC γ	26.6	15.3	58.0	0.2
	TQUV γ	6.6	18.3	75.1	0.06
Peach Bottom	AE γ	1.6	21.6	76.8	0.01
	TC2 γ	10.9	18.0	71.0	0.07
Sequoyah	TBA	69.2	9.9	20.5	0.4
Surry	TMLB' γ	97.1	1.5	0.7	0.7
	AB γ	97.6	1.2	0.6	0.6

このように、重大事故等時の環境条件を考慮した今回の評価の場合には、NUREG/CR-5732で示されるpH調整されていないSurryの評価結果による素の存在割合に近いこと、被ばく評価上の保守性等も考慮した適切な評価条件を設定すること、といった観点から考察し、R. G. 1. 195のよう素の化学形態ごとの存在割合（第3表参照）を用いることとした。

第3表 NUREG-1465とR. G. 1. 195におけるよう素の化学形態ごとの存在割合の比較

	NUREG-1465	R. G. 1. 195
元素状よう素	4.85 %	91 %
有機よう素	0.15 %	4 %
粒子状よう素	95 %	5 %

原子炉格納容器等への元素状よう素の沈着効果について

原子炉格納容器内における元素状よう素の自然沈着について、財団法人原子力発電技術機構（以下、「NUPEC」とする。）による検討「平成9年度 NUREG-1465のソースタームを用いた放射性物質放出量の評価に関する報告書」において、CSE A6実験に基づく値が示されている。

数値の算出に関する概要を以下に示す。

原子炉格納容器内での元素状よう素の沈着速度を λ_d とすると、原子炉格納容器内における元素状よう素の濃度 ρ の濃度変化は以下の式で表される。

$$\frac{d\rho}{dt} = -\lambda_d \rho$$

ρ : 原子炉格納容器内における元素状よう素の濃度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)

λ_d : 自然沈着率 (1/s)

これを解くことで、原子炉格納容器内での元素状よう素の沈着速度 λ_d は時刻 t_0 における元素状よう素濃度 ρ_0 と時刻 t_1 における元素状よう素濃度 ρ_1 を用いて、以下のように表される。

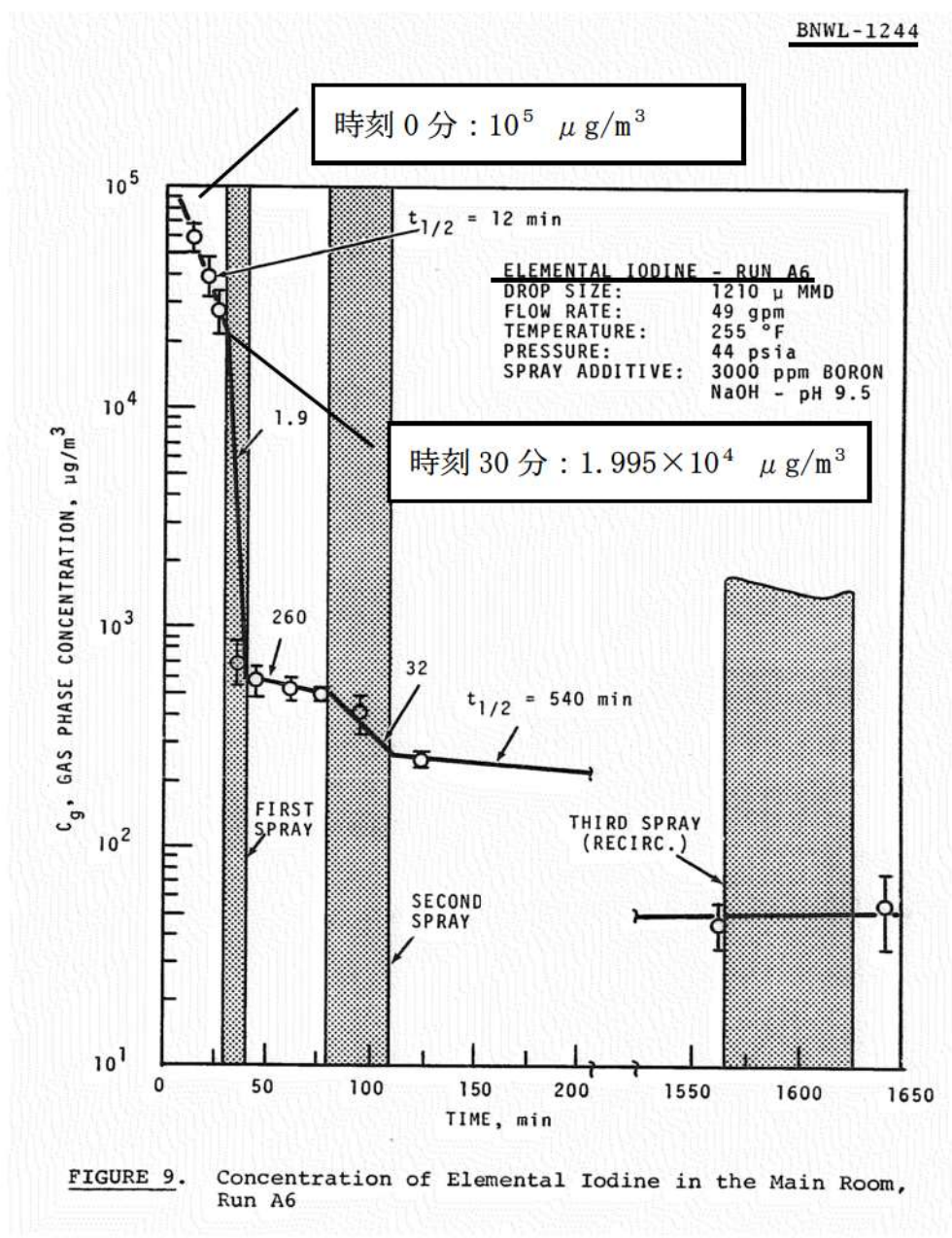
$$\lambda_d = -\frac{1}{t_1 - t_0} \log\left(\frac{\rho_1}{\rho_0}\right)$$

なお、NUPEC報告書では、Nuclear Technology “Removal of Iodine and Particles by Spray in the Containment Systems Experiments”の記載（CSE A6実験）より、「CSE A6実験の無機ヨウ素の濃度変化では、時刻0分で濃度 $10^5 \mu\text{g}/\text{m}^3$ であったものが、時刻30分で $1.995 \times 10^4 \mu\text{g}/\text{m}^3$ となる。」それを上式に代入することで、元素状よう素の自然沈着速度 9.0×10^{-4} (1/s)を算出している。これは事故初期のよう素の浮遊量が多く、スプレーが降っていない状態下での挙動を模擬するためと考えられる。なお、米国SRP6.5.2では原子炉格納容器内の元素状よう素濃度が1/200になるまでは元素状よう素の除去が見込まれるとしている。今回の事故シーケンスの場合、元素状よう素がDF(除染係数)=200に到達する時期は、「Gap-Release」～「Late In-Vessel」の放出が終了した時点（放出開始から11.8時間）となる。原子炉格納容器に浮遊している放射性物質質量が放出された放射性物質質量の数100分の1程度に低下する時点までは自然沈着速度がほぼ一定であることがわかっており、原子炉格納容器内の元素状よう素はその大部分が事故初期の自然沈着速度に応じて除去される。よって、ここでは代表的に事故初期の自然沈着速度を適用している。

CSE A6実験の詳細は前述のNuclear Technologyの論文においてBNWL-1244が引用されている。参考として、BNWL-1244記載の原子炉格納容器内元素状よう素の時間変化を次に示す。この中で元素状よう素の初期濃度は $10^5 \mu\text{g}/\text{m}^3$ となっており、泊発電所3号炉の原子炉格納容器に浮遊するよう素の濃度と同程度である。

参考：BNWL-1244, "Removal of Iodine and Particles from Containment Atmospheres by Sprays—Containment Systems Experiment Interim Report"

注：本実験では、スプレー添加物としてアルカリ(NaOH)が用いられているが、沈着速度算出にはスプレーが降る前の濃度の値を用いているため、スプレー添加物の影響を受けない。



CSE実験の適用性について

CSE実験の条件と泊発電所3号炉の比較について第1表にまとめる。また、NUPECの報告書においては、スプレイ水が添加される前の期間のよう素濃度を基に自然沈着速度を設定しているため、スプレイ水によるC/V内壁等への濡れはない。これは、C/V内壁等の濡れによるよう素の沈着促進を無視していることから保守的な取り扱いと考える。

第1表 CSE 実験条件と泊発電所3号炉の比較

	CSE 実験の Run No.			泊発電所3号炉 解析結果
	A-6 ⁽¹⁾⁽²⁾	A-5 ⁽³⁾	A-11 ⁽³⁾	
雰囲気	蒸気+空気	同左	同左	同左
雰囲気圧力 (MPaG)	約 0.20	約 0.22	約 0.24	約 0.335* ²
雰囲気温度 (°C)	約 120	約 120	約 120	約 138* ³
スプレイ	間欠的に有り* ¹	なし	なし	あり (元素状よう素に対しては自然沈着のみ考慮)

- (1) R.K.Hilliard et al., "Removal of iodine and particles by sprays in the containment systems experiment", Nucl. Technol. Vol 10 pp499-519, 1971
- (2) R.K.Hilliard et al., "Removal of iodine and particles from containment atmospheres by sprays", BNWL-1244
- (3) R.K.Hilliard and L.F.Coleman, "Natural transport effects on fission product behavior in the containment systems experiment", BNWL-1457

* 1 : 自然沈着速度の算出には第1回目のスプレイが降る前の格納容器内よう素濃度の値を用いている。

* 2 : 格納容器過圧破損防止シーケンスの解析値

* 3 : 格納容器過温破損防止シーケンスの解析値

自然沈着のみのケース (A-5, A-11) の容器内気相部濃度を以下に示す。初期の沈着については、スプレーあり (A-6) の場合と大きな差は認められない。また、初期濃度より 1/200 以上低下した後には沈着が緩やかになること (カットオフ) が認められる。

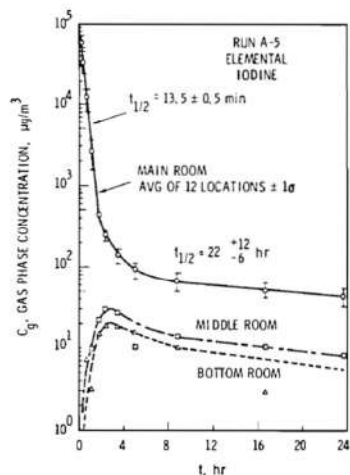


FIGURE B-5.
Concentration of Elemental
Iodine in Gas Space, Run A-5

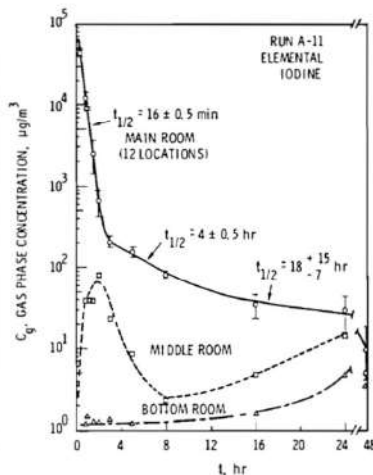


FIGURE B-6.
Concentration of Elemental
Iodine in Gas Space, Run A-11

第2表 CSE 実験における沈着の等価半減期

	A-6 ⁽²⁾	A-5 ⁽³⁾	A-11 ⁽³⁾
初期	12 分	13.5 分	16 分
カットオフ後 (ノミナル値)	540 分 (9 時間) * 4	22 時間	18 時間
カットオフ後 (誤差込)	—— (記載なし)	34 時間	33 時間

* 4 : スプレーが行われた後の値

後期の沈着の影響評価として、感度解析を実施した。条件を第3表に、結果を第4表に示す。

これより、カットオフ後の沈着速度はC/V外への元素状よう素の放出割合に対して影響が小さいため、現行の評価条件は妥当と考える。本評価は原子炉格納容器貫通部のエアロゾル粒子に対するDFを1とした場合の結果であるが、原子炉格納容器貫通部のエアロゾル粒子に対するDFを10とした場合においても、同様な傾向となる。

第3表 感度解析条件

	ベース条件	感度解析
等価半減期 (初期)	12分 (沈着速度 $9E-4 \text{ s}^{-1}$)	同左
等価半減期 (カットオフ DF=200 後)	同上	40時間 (A-5 実験結果の34時間 (誤差込み) に余裕を見た値)

第4表 感度解析結果

	ベース条件	感度解析
よう素の CV 外への放出割合 (炉心インベントリ比)	$3.6E-4$ (1.00) ※	$3.7E-4$ (1.03) ※

※ カッコ内はベース条件に対する割合

今回の評価では、CSE実験における実験開始後30分までの元素状よう素の濃度減少から求めた自然沈着率を使用している。ここで、CSE実験において、DF=200に達する時間までの元素状よう素の濃度減少から自然沈着率を求めた場合の影響を以下に示す。

C/V内の自然沈着率を設定した根拠としているA-6試験については、スプレーされることでスプレーによる除去効果があるため、初期濃度に対してDF=200に達するまでの傾きは、現状の評価に使用している自然沈着のみの傾きよりも大きく、除去効率は大きくなる。

また、スプレーされない試験の結果として、同じくCSEの試験結果 (A-5, A-11試験) を基に自然沈着率を用いた場合においては、前述のとおり、初期の自然沈着率は現状の評価に使用している自然沈着率と大きな違いはない。さらに、A-5試験及びA-11試験のC/V内のよう素濃度はDF=200付近まで沈着速度は低下していない。したがって、DF=200まで一定の自然沈着率を用いることは問題ないと考えられる。

なお、仮にA-5試験及びA-11試験のうち等価半減期の長いA-11試験の結果から得られる等価半減期16分を用いてよう素のC/V外への放出割合について算出した結果を第5表に示す。評価結果は第5表に示すとおり、他の試験結果から得られる自然沈着率を用いても現状のA-6試験結果から得られる自然沈着率と比べて差異は小さいといえる。本評価は原子炉格納容器貫通部のエアロゾル粒子に対するDFを1とした場合の結果であるが、原子炉格納容器貫通部のエアロゾル粒子に対するDF

を10とした場合においても、同様な傾向となる。

第5表 自然沈着率を変動させた場合のよう素のC/V外への放出割合

	申請ケース	感度解析①	感度解析②
等価半減期（初期）	12分	同左	16分 ^{※1}
等価半減期（DF=200到達後）	同上	40時間 ^{※2}	同左
よう素のCV外への放出割合	約3.6E-04	約3.7E-04	約3.7E-04
申請ケースに対する比	1.00	1.03	1.04

※1：A-11試験の結果より設定した値

※2：A-5試験の結果に余裕を見込んで設定した値

また、自然沈着率は評価する体系の区画体積と内面積の比である比表面積の影響を受け、比表面積が大きいほど自然沈着率は大きくなる。

そこで、CSEの試験体系と泊発電所3号炉の比表面積について第6表に示す。

第6表に示すとおり、CSEの試験体系と泊発電所3号炉は同等の比表面積となっており、CSEの試験で得られた沈着速度は泊発電所3号炉に適用可能である。

第6表 CSE試験と泊発電所3号炉の比表面積の比較

	CSE試験体系	泊発電所3号炉
体積(m ³)	約600	約65,500
表面積(m ²)	約570	約69,000
比表面積(m ⁻¹)	約0.96	約1.05

参考-1 : CSE 試験体系

TABLE I
Physical Conditions Common to All Spray Experiments

Volume above deck including drywell	21 005 ft ³	595 m ³
Surface area above deck including drywell	6 140 ft ²	569 m ²
Surface area/volume	0.293/ft	0.958/m
Cross-section area, main vessel	490 ft ²	45.5 m ²
Cross-section area, drywell	95 ft ²	8.8 m ²
Volume, middle room	2 089 ft ³	59 m ³
Surface area, middle room	1 363 ft ²	127 m ²
Volume, lower room	3 384 ft ³	96 m ³
Surface area, lower room	2 057 ft ²	191 m ²
Total volume of all rooms	26 477 ft ³	751 m ³
Total surface area, all rooms	9 560 ft ²	888 m ²
Drop fall height to deck	33.8 ft	10.3 m
Drop fall height to drywell bottom	50.5 ft	15.4 m
Surface coating	All interior surfaces coated with phenolic paint ^a	
Thermal insulation	All exterior surfaces covered with 1-in. Fiberglas insulation ^b	

^aTwo coats Phenoline 302 over one coat Phenoline 300 primer. The Carboline Co., St. Louis, Missouri.

^b $k = 0.027 \text{ Btu}/(\text{h ft}^2) (\text{° F}/\text{ft})$ at 200°F, Type PF-615, Owens-Corning Fiberglas Corp.

参考-2：その他の知見(PHEBUS FP試験)に対する考察について

PHEBUS-FP 計画は、カダラッシュ研究所の PHEBUS 研究炉を用いて、炉心から格納容器に至る FP が移行する過程をホットレグ、コールドレグ配管、蒸気発生器等を設置した原子炉システムを模擬した体系で総合的な実験を行ったものである。

試験は約23GWd/t燃焼した使用済み燃料を18本、未照射燃料棒2本等を使用し、十分な水蒸気雰囲気下で1996年7月に実施された。

PHEBUS FP試験装置の概念図を第1図に示す。

試験は出力を上昇させて燃料を損傷させるフェーズの後、1次回路系が閉じられて格納容器が隔離される。この状態で2日程の格納容器が隔離されたエアロゾルフェーズ、約20分の格納容器下部に沈積したFPを下部サンプルに洗い出す洗浄フェーズが取られ格納容器内のFP濃度の測定が行われる。その後、2日程度の格納容器のよう素の化学挙動を確認する化学フェーズが取られ、サンプル水を含めたFP挙動が調べられる。

PHEBUS FP試験の結果を第2図に示す。エアロゾルフェーズにおける格納容器内のガス状よう素（元素状よう素及び有機よう素）の割合は放出後の時間が経過するにつれて約0.05%（炉心インベントリ比）まで十分低下することが分かり、また時間の経過とともに濃度低下の傾向が小さくなることがわかる。測定データがエアロゾルフェーズ（格納容器隔離後）の値であり、FP放出後数時間経過していることから、この挙動は前述のCSE実験と同様の傾向である。

以上から、より新しい知見であるPHEBUS FP試験がCSE実験の結果と同様の傾向であると判断できるものの、参照資料(1)、(2)で整理されたPHEBUS FP試験では事故初期からの沈着速度が示されていないため、無機よう素の沈着速度が示されているCSE実験を評価上適用することとしている。

- (1) 原子力発電技術機構，重要構造物安全評価（原子炉格納容器信頼性実証事業）に関する総括報告書，平成15年
- (2) 原子力発電技術機構，重要構造物安全評価（原子炉格納容器信頼性実証事業）に関する総括報告書（要約版），平成15年

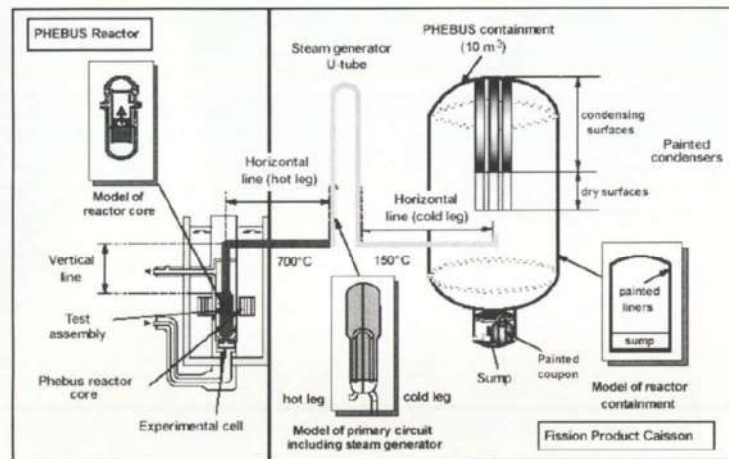
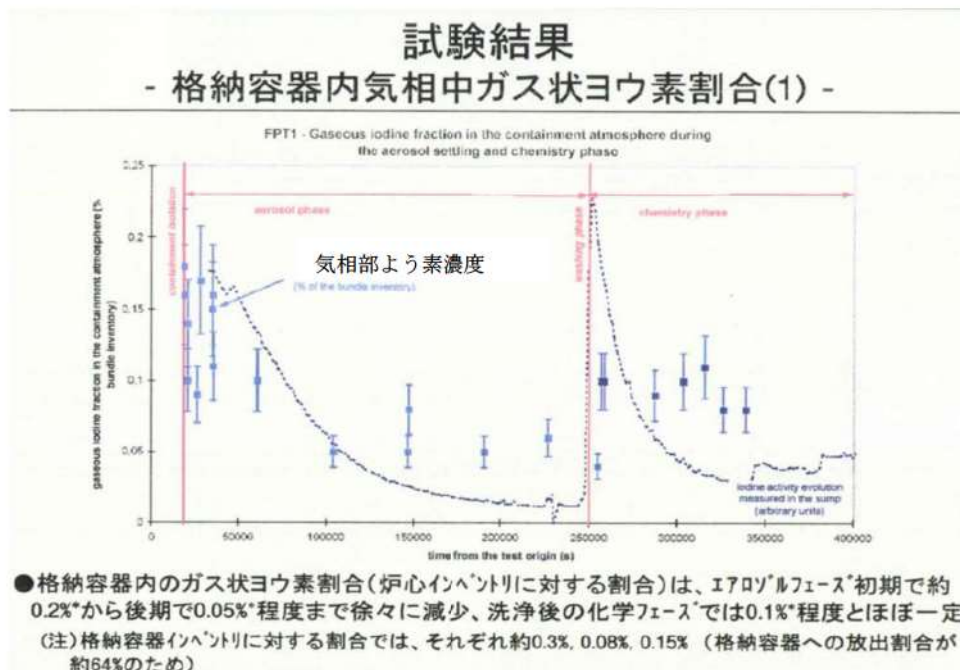


図3.3-2 PHEBUS-FP試験装置概念図

第1図 PHEBUS FP 試験装置 (1)



第2図 PHEBUS FP 試験結果 (2)

原子炉格納容器等へのエアロゾルの沈着効果について

原子炉格納容器内におけるエアロゾルの自然沈着について、財団法人 原子力発電技術機構（以下、「NUPEC」とする。）による検討「平成9年度 NUREG-1465のソースタームを用いた放射性物質放出量の評価に関する報告書」（平成10年3月）（以下、「NUPEC報告書」とする。）において、エアロゾルの重力沈着速度を用いたモデルが検討されている。

このモデルの概要を以下に示す。

原子炉格納容器内での重力沈降速度を V_d とすると、原子炉格納容器内の核分裂生成物の沈着による減少率は、原子炉格納容器内が一様に混合されているものとし、以下の式から求められる。なお、泊発電所3号炉の原子炉格納容器床面積及び原子炉格納容器自由体積の値を用いている。

$$\lambda_d = V_d \frac{A_f}{V_g} = 6.65 \times 10^{-3} (1/h)$$

λ_d	: 自然沈着率 (1/s)
V_d	: 重力沈降速度 (m/s)
A_f	: 原子炉格納容器床面積 (m ²) (泊発電所3号炉 1,250 m ²)
V_g	: 原子炉格納容器自由体積 (m ³) (泊発電所3号炉 65,500 m ³)

ここで、 V_d の算出については、エアロゾルが沈降する際の終端速度を求める式であるストークスの式を適用し、以下のように表される。

$$V_d = \frac{2r_p^2(\rho_p - \rho_g)g}{9\mu_g} \approx \frac{2r_p^2\rho_p g}{9\mu_g}$$

r_p	: エアロゾル半径 (m)
ρ_p	: エアロゾル密度 (kg/m ³)
ρ_g	: 気体の密度 (kg/m ³)
g	: 重力加速度 (m/s ²)
μ_g	: 気体の粘度 (Pa・s)

各パラメータの値を第1表にまとめる。なお、ここで示したパラメータはNUPEC報告書に記載されている値である。

第1表 評価に用いたパラメータ

パラメータ	値	備考
エアロゾル半径 r_p (m)	0.5×10^{-6}	粒径 $1 \mu\text{m}$ のエアロゾルを想定
エアロゾル密度 ρ_p (kg/m ³)	3.2×10^3	NUPEC 報告書より
気体の密度 ρ_g (kg/m ³)	—	エアロゾル密度と比べ小さいため無視
重力加速度 g (m/s ²)	9.8	理科年表より
気体の粘度 μ_g (Pa・s)	1.8×10^{-5}	NUPEC 報告書より

(参考)

NUPEC「平成9年度 NUREG-1465 のソースタームを用いた放射性物質放出量の評価に関する報告書 (平成10年3月)」抜粋

(1) 自然沈着

- ・希ガス 指針類及び設置許可申請書と同様に沈着しない。
- ・有機ヨウ素 (ガス) 指針類及び設置許可申請書と同様に沈着しない。
- ・無機ヨウ素 (ガス) 9.0×10^{-4} (1/s) : 自然沈着率 (λ_d)
 CSE A6実験⁽³⁾の無機ヨウ素の濃度変化では、時刻0分で濃度 $10^5 \mu\text{g}/\text{m}^3$ であったものが、時刻30分で $1.995 \times 10^4 \mu\text{g}/\text{m}^3$ となる。

$$\lambda_d = -\frac{1}{30 \times 60} \log \left(\frac{1.995 \times 10^4}{10^5} \right) = 9.0 \times 10^{-4} (1/s)$$
- ・CsI(エアロゾル) 1.9×10^{-6} (1/s) : 自然沈着率 (λ_d)
 $1 \mu\text{m}$ の大きさのエアロゾルの重力沈降速度を用い、雰囲気中に一様に混合していると仮定して、格納容器床面積と自由体積との比を乗じて求められる。

$$V_d = \frac{2 r_p^2 (\rho_p - \rho_g) g}{9 \mu_g} \approx \frac{2 r_p^2 \rho_p g}{9 \mu_g}$$

$$= \frac{2 \times (1 \times 10^{-6} / 2)^2 \times 3.2 \times 10^3 \times 9.8}{9 \times 1.8 \times 10^{-5}} = 9.68 \times 10^{-5} (\text{m/s})$$

$$\lambda_d = V_d \frac{A_F}{V_G} \approx 9.68 \times 10^{-5} \times \frac{\pi \times 215^2}{73700} = 1.9 \times 10^{-6} (1/s)$$
- ・Cs, Te, Sr, Ru, Ce, La CsIと同じ扱いとする。

スプレーによるエアロゾルの除去速度の設定について

重大事故等時に炉心から原子炉格納容器へ放出されるガス状、粒子状の放射性物質は、沈着や拡散だけでなくスプレーによる除去等の効果によっても、原子炉格納容器内での挙動に影響を受ける。したがって、NUREG-1465 や MAAP にはこれらの挙動に係る評価式、評価モデルあるいは実験に基づき設定された値等が示されており、審査ガイドでもこれら効果の考慮について示されている。

このうちエアロゾルに対するスプレー効果の考慮について、本評価で知見として参考とした NUREG-1465 ではその効果について適切に考慮することとされていることも踏まえ、SRP6.5.2 において示されるエアロゾルに対するスプレー効果及び NUPEC 実験結果に基づいたスプレー効率を用いることとしている。設定の考え方について以下に整理した。

1. SRP6.5.2 エアロゾルに対するスプレー効果の式

米国 SRP6.5.2 では、スプレー領域におけるスプレーによるエアロゾルの除去速度を以下の式により算出している。

この評価式は、米国新設プラント (US-APWR, AP-1000) の設計基準事象に対する評価においても用いられており、また、シビアアクシデント解析コードである MELCOR や MAAP に組み込まれているものである。

$$\lambda_S = \frac{3hFE}{2V_S D}$$

λ_S	: スプレー除去速度
h	: スプレー液滴落下高さ
V_S	: スプレー領域の体積
F	: スプレー流量
E	: 捕集効率
D	: スプレー液滴直径

また、米国 R. G. 1. 195 でもエアロゾルのスプレー効果として、下記のとおり SRP6.5.2 が適用可能としていることから、本評価にも用いている。

2.3 Reduction in airborne radioactivity in the containment by containment spray systems that have been designed and are maintained in accordance with Chapter 6.5.2 of the SRP¹

(Ref. A-1) may be credited. An acceptable model for the removal of iodine and particulates is described in Chapter 6.5.2 of the SRP.

2. スプレイ効率 (E/D) の設定について

今回の評価では、E/D を 7 と設定した。その妥当性について以下に示す。

(1) NUPEC 試験

「重要構造物安全評価（原子炉格納容器信頼性実証事業）に関する総括報告書 平成 15 年 3 月財団法人 原子力発電技術機構」において、シビアアクシデント時のスプレイの効果について模擬試験及び評価が以下のとおり実施されている。その結果を適用し、本評価ではスプレイ効率 (E/D) を 7 と設定する。

なお、エアロゾルに対するスプレイ効果については、エアロゾルの除染係数 (DF) がある値に達すると除去速度が緩やかになるという NUREG/CR-0009 の結果に基づき、今回の評価では、除去速度が緩やかになる時点の DF を「カットオフ DF」と定義し、SRP6.5.2 にて提案されているカットオフ DF と同じ 50 と設定した。SRP6.5.2 では DF50 到達以降は、E/D を 1/10 とするとの考え方も示されており、その考えに従い、カットオフ DF50 を超えた後のスプレイ効果については、E/D=0.7 と設定した。

さらに、同図中には前述のBWRの場合の結果と同様に、NUREG-1465⁽¹⁾から評価したエアロゾル濃度計算値を実線及び破線で示した。これから、PWRの場合にもNUREG-1465で用いているE/D=1の値はスプレイによる除去効果を過小評価し、この場合のE/Dの値は約7で試験結果とほぼ一致することが分かる。これは、BWRの場合と同様主に蒸気凝縮（拡散泳動）によるエアロゾル除去効果がスプレイ期間中の予測値よりも大きいことを示している。

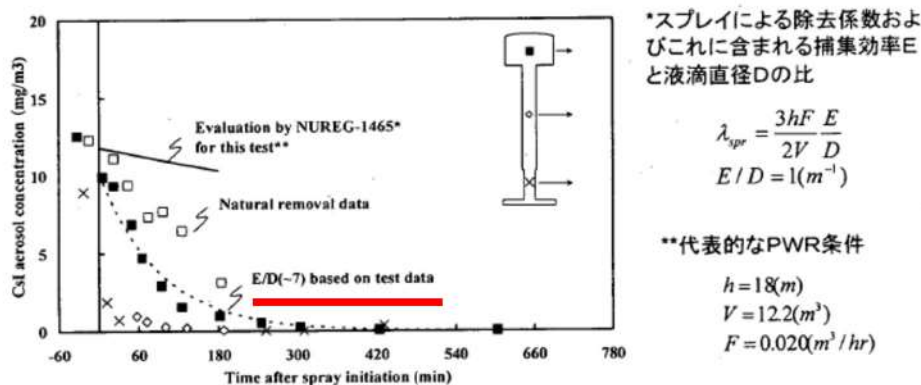


図3.2-12 PWR模擬試験（基本条件）結果とNUREG-1465評価値との比較

(2) 泊発電所 3 号炉への適用

泊発電所 3 号炉の今回の評価では、NUPEC模擬試験に基づき、E/D=7としている。

NUPEC模擬試験では、PCCV 4 ループプラントのシビアアクシデント状況を想定し、スプレイによる除去効果を確認した結果、スプレイ粒径1.5mm条件の下で、E/D=7 との結果が得られている。

PCCVプラントと鋼鉄CVプラントの泊発電所 3 号炉では、重大事故時の温度や圧力について若

干の差があるものと思われるが、CSE実験での結果から、温度、圧力等の条件の違いがスプレイ効率に与える影響は小さいのに対し、スプレイ粒径は大きく影響を与えることがわかる（添付-1参照）。

よって、NUPECの試験結果である $E/D=7$ を適用するためには、スプレイ粒径が1.5mmを上回らないことを確認する必要がある。

スプレイ粒径については、スプレイノズルを放出される際の流速で決まるものであり、泊発電所3号炉の場合、スプレイ粒径1.5mm以下を達成するためには、スプレイポンプ流量 $100\text{m}^3/\text{h}$ 以上が必要である。今回の評価で用いた泊発電所3号炉の代替格納容器スプレイ流量は $140\text{m}^3/\text{h}$ ($> 100\text{m}^3/\text{h}$)であり、スプレイ粒径1.5mm以下を達成できているため、 $E/D=7$ を適用することは妥当である。

3. エアロゾル除去速度の算出

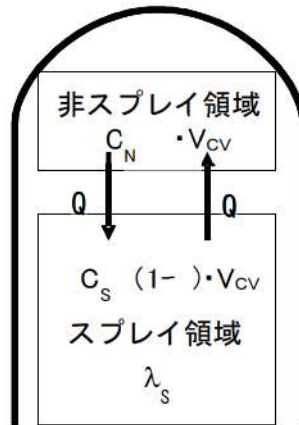
1. で示したSRP6.5.2のエアロゾルに対するスプレイ領域でのスプレイ効果の式を用い、2. で示したスプレイ効率 (E/D)、泊3号炉でのスプレイ液滴落下高さ、スプレイ領域の体積及びスプレイ流量にてエアロゾル除去速度を算出した。

ここでの評価では、今回の評価事象を考慮し、スプレイするための動的機器を代替格納容器スプレイポンプとする。この場合、代替格納容器スプレイは流量も小さく、そのカバー範囲も小さい。そのため、評価においては、原子炉格納容器内でスプレイ水がかからない領域（非スプレイ領域）があることを考慮して、エアロゾル除去速度を算出している。

非スプレイ領域においては、スプレイによるエアロゾル除去効果を直接的に見込むことはできないが、原子炉格納容器内空気の対流による混合効果によって、非スプレイ領域内空気がスプレイ領域に移行することで、間接的に除去される。

米国Regulatory Guide 1.183では、スプレイによるエアロゾルの除去効果を評価する際には非スプレイ領域を考慮すること、スプレイ領域と非スプレイ領域の混合割合は非スプレイ領域が1時間に2回循環するとしていることから、今回の評価でも、非スプレイ領域を考慮し、混合割合は非スプレイ領域が1時間に2回循環することとする（添付-2参照）。

評価の概略図を以下に示す。原子炉格納容器内全体積 V_{CV} に対する非スプレイ領域の体積割合を f とし、非スプレイ領域においてはスプレイによる除去効果がないものとする。領域 i における浮遊エアロゾル濃度を C_i とし、非スプレイ領域とスプレイ領域の間には、流量 Q の空気循環があり、スプレイ領域へ移行したエアロゾルはスプレイにより除去されると考える。



このモデルにおける非スプレイ領域及びスプレイ領域のエアロゾル濃度の時間変化及び原子炉格納容器内の浮遊エアロゾル量は、次式で評価した。

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{dC_N}{dt} = -\frac{1}{f \cdot T} \cdot (C_N - C_S) \\ \frac{dC_S}{dt} = \frac{1}{(1-f) \cdot T} \cdot (C_N - C_S) - (\lambda_s \cdot C_S) \end{array} \right.$$

$$N_E(t) = (f \cdot C_N + (1-f) \cdot C_S) \cdot V_{CV}$$

C_i : 領域 i における浮遊エアロゾル濃度 (Bq/m³)

N_E : 非スプレイ領域考慮時の CV 内エアロゾル量 (Bq)

f : 非スプレイ領域体積割合 (-)
(泊発電所 3 号炉 93 %)

T : CV 内空気混合時間 (h)

$T \equiv \frac{V_{CV}}{Q}$: (CV 内の空気が十分に混合するまでの時間)

V_{CV} : CV 内自由体積 (m³)
(泊発電所 3 号炉 65,500 m³)

Q : CV 内空気循環流量 (m³/h)
(泊発電所 3 号炉 122,000 m³)

λ_s : スプレイ領域のスプレイによるエアロゾル除去係数 (h⁻¹)

V_s : スプレイ領域体積

(添字 N : 非スプレイ領域, S : スプレイ領域)

ただし、 λ_s はスプレイ領域における除去係数であり、原子炉格納容器全体の体積から非スプレイ領域を差し引いた残りの領域でのスプレイ除去係数である。よって、SRP6.5.2 で示されている「 V_s 」は、スプレイ領域体積として、 $V_{CV} \times (1-f)$ として考える。

上記モデルを使用し、非スプレイ領域を考慮した原子炉格納容器内全体の浮遊エアロゾルのスプレイ除去速度を算出した。

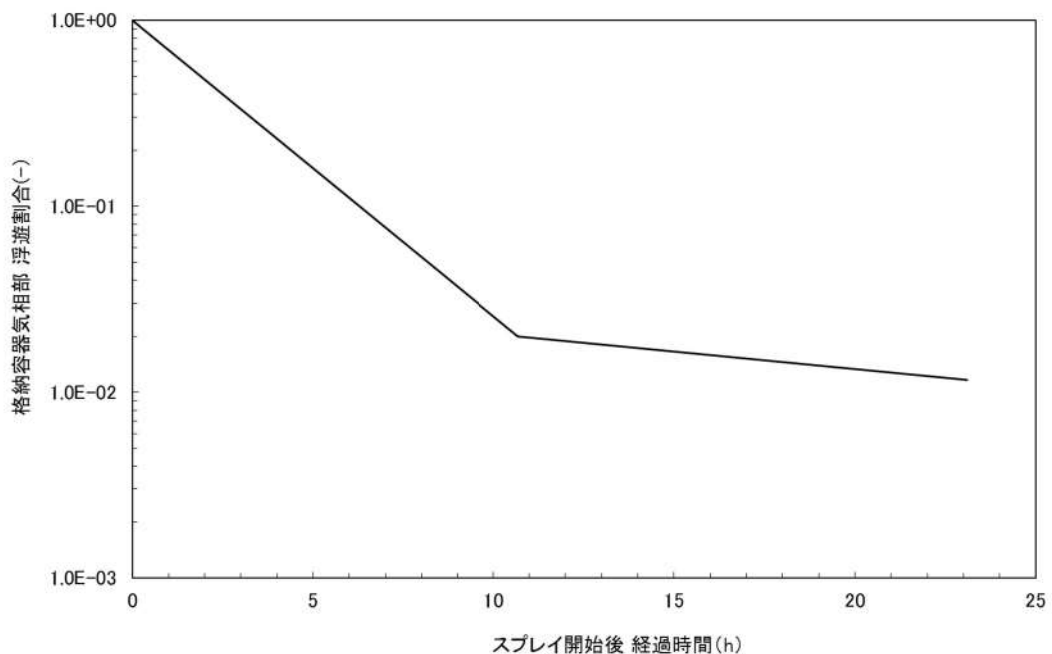
なお、エアロゾルに対するスプレイ効果については、エアロゾルの除染係数 (DF) がある値に達すると除去速度が緩やかになるという NUREG/CR-0009 の結果に基づき、今回の評価では、除去速度が緩やかになる時点の DF を「カットオフ DF」と定義し、SRP6.5.2 にて提案されているカットオフ DF と同じ 50 と設定した。SRP6.5.2 ではカットオフ DF が 50 を到達以降は、E/D を 1/10 とするとの考え方も示されており、その考えに従い、カットオフ DF50 を超えた後のスプレイ効果については、E/D=0.7 として除去速度を算出した。

以上のことから、本評価におけるスプレイによるエアロゾル除去速度として第 1 表のように設定した。

また、第 1 表をグラフで表したスプレイ除去効果のモデルを第 1 図に示す。

第 1 表 エアロゾル除去速度

カットオフ DF	エアロゾル除去速度
DF < 50	0.36 (1/時)
DF ≥ 50	0.043 (1/時)



第 1 図 スプレイ除去効果のモデル

CSE データ ("Removal of Iodine and Particles by Sprays in the Containment Systems Experiment" Nuclear Technology Vol.10, 1971)

CSE での各試験での条件表を以下に示す。

TABLE II
Experimental Conditions—CSE Spray Tests

	Run A-3	Run A-4	Run A-6	Run A-7	Run A-8	Run A-9
Atmosphere	Air	Air	Steam-air	Steam-air	Steam-air	Steam-air
Temperature, °F	77	77	250	250	250	250
Pressure, psia	14.6	14.6	44	50	48	44
Nozzle type	a	a	a	a	b	c
Drop MMD, μ^d	1210	1210	1210	1210	770	1220
Geometric standard deviation, σ	1.53	1.53	1.53	1.53	1.50	1.50
Number of nozzles	3	12	12	12	12	12
Spray rate, gal/min	12.8	48.8	49	49	50.5	145
Total spray volume, gal	510	1950	1960	1960	2020	2300
Spray solution	e	e	f	g	f	f

^aSpraying Systems Co. 3/4 7G3, full cone.

^bSpraying Systems Co. 3/8 A20, hollow cone.

^cSpraying Systems Co. 3/4 A50, hollow cone.

^dMass median diameter.

^e525 ppm boron as H₂BO₃ in NaOH, pH 9.5.

^f3000 ppm boron as H₂BO₃ in NaOH, pH 9.5.

^g3000 ppm boron as H₂BO₃ in demineralized water pH 5.

また、この条件で得られたスプレー効率の結果を以下に示す。

TABLE IX
Summary of Initial Spray Washout Coefficients

Run No.	λ_5 Observed, min ^{-1a}			
	Elemental Iodine	Particulate Iodine	Iodine on Charcoal Paper	Total Inorganic ^b Iodine
A-3	0.126	0.055	0.058	0.125
A-4	0.495	0.277	0.063	0.43
A-6	0.330	0.32	0.154	0.31
A-7	0.315	0.31	0	0.20
A-8	1.08	0.99	0.365	0.96
A-9	1.20	1.15	0.548	1.14

^aFor first spray period, corrected for natural removal on vessel surfaces.

^bIncludes iodine deposited on Maypack inlet.

この結果から、温度及び圧力を変化させて試験を実施した A-4、A-6 及び A-7 の "Particulate Iodine" の結果を比較すると、数割の範囲で一致しており、大きな差は生じていない。これに対し、スプレー粒径を小さくした A-8 では、3 倍以上スプレー効率が向上していることがわかる。

スプレー領域と非スプレー領域の取り扱いについて

エアロゾルの除去効果については、参考資料に示される条件で実施されたNUPEC試験を基にスプレー効率と液滴径の比として $E/D=7$ を用いている。

NUPEC試験では、下記のとおりCV自由体積及び代替スプレー流量を模擬してスケールダウンした体系を用いていることから、 $E/D=7$ の中にCV内の流動の効果も加味されたものとなっている。

同様に、PWRの場合、代表プラントとして国内で運転中の大容量プラントである110万KWe級の4ループを選定した。この場合、本試験で使用する模擬格納容器は実機と比較して体積比で約 $1/5900$ であり、一方、AM条件で使用するノズル数は全数の一部（最下段からのスプレーヘッダのみ；120個程度）と少ないため、本試験で使用するスプレーノズルの個数は1個以下となる。すなわち、PWR模擬試験においては実機のスプレーノズルをそのまま使用できないため、FP除去効果に影響を及ぼすと考えられるAMスプレー時の液滴径分布をできる限り模擬しうるシミュレータノズルを使用することとした。また、スプレー流量に関しては、AM時のスプレー流量が約120 ton/hrであり、これを $1/5900$ でスケールダウンして、シミュレータノズル1個で0.34リットル/minを基準条件とした。

そのため、 $E/D=7$ を評価に用い、更に非スプレー領域によってエアロゾルの除去が見込めない効果を取り込むことは下記のとおり保守的な扱いとなる。

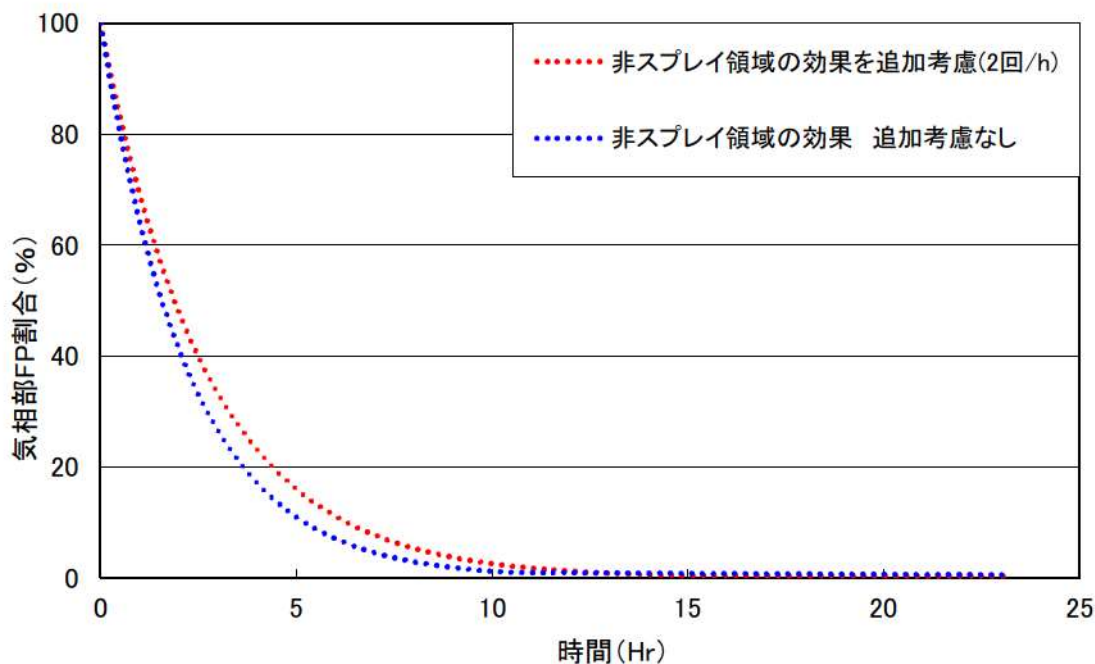


図1 スプレー除去効果の比較

(参考資料) NUPEC PWR 模擬試験条件

表3.2-3 PWR模擬試験条件

	実機プラント	本試験	注記
対象シナリオ	AHF	同左	
対象プラント	PWR4ループ炉	同左	
CV体積	71,700m ³	12.2m ³	初期水量2000m ³ を減じる。スケール比1/5877
CV高さ	20m	同左	
スプレイノズル個数	120	1	
スプレイ流量	120m ³ /hr	0.34L/min	
ノズル型式	新倉EX554L	シミュレータノズル	
ノズル出口径	10mm	1.2mm	
スプレイ液滴径	1500ミクロン (ノズル径)	1470ミクロン (ノズル径)	
散布形態	約10hr 連続	同左	
スプレイ水温	303K	同左	
スプレイ水質	中性	同左	
CV初期全圧	0.52MPa	同左	
水蒸気分圧	0.39MPa	同左	
Air分圧	0.12MPa	同左	N ₂ で代用
H ₂ 分圧	0.01MPa	同左	Heで代用
CV初期温度	415K	同左	
CV初期水位	(不明)	100mm	BWR基本ケースに合わせた
エアロゾル種類	CsI	同左	
CsI濃度	0.01g/m ³	同左	
CsI粒径	1ミクロン	同左	幾何標準偏差は2.0
試験中のCsI供給	無し	同左	
崩壊熱	3,411MWt	4.3 kW	実機は原子炉停止後10時間の崩壊熱レベル (定格出力の0.7%)、試験は一定で供給
蒸気の状態	飽和蒸気	同左	
蒸気供給高さ	CV下部	同左	

原子炉格納容器漏えい率の設定について

原子炉格納容器からの漏えい率については、有効性評価で想定する事故収束に成功した事故シーケンスのうち、原子炉格納容器内圧力が高く推移する事故シーケンスである「大破断 LOCA 時に低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故シーケンス」における原子炉格納容器内の圧力解析結果に対応した漏えい率に余裕を見込んだ値を設定している。

原子炉格納容器からの漏えい率は、原子炉格納容器内圧力が最高使用圧力の 0.9 倍の圧力以下の場合(1)に示す式を、超える場合は(2)に示す式を使用する。

(1) 原子炉格納容器内圧力が最高使用圧力の 0.9 倍以下の場合

最高使用圧力の 0.9 倍以下の漏えい率を保守的に評価するために差圧流の式より算出する。

$$\frac{L_t}{L_d} = \sqrt{\frac{\Delta P_t}{\Delta P_d} \cdot \frac{\rho_d}{\rho_t}}$$

- L : 漏えい率
- L_d : 設計漏えい率
- ΔP : 原子炉格納容器内外差圧
- ρ : 原子炉格納容器内密度
- d : 添え字“ d ”は漏えい試験時の状態を表す
- t : 添え字“ t ”は事故時の状態を表す

(2) 原子炉格納容器内圧力が最高使用圧力の 0.9 倍より大きい場合

圧力が上昇すれば、流体は圧縮性流体の挙動を示すため、原子炉格納容器内圧力が最高使用圧力の 0.9 倍より大きい場合は圧縮性流体の層流、乱流の状態を考慮する。漏えい率は差圧流の式、圧縮性流体の層流、または乱流を考慮した式の 3 式から得られる値のうち、最大の値とする。

$$\frac{L_t}{L_d} = \max \left[\begin{array}{l} \frac{\mu_d}{\mu_t} \cdot \frac{2k_t}{k_d - 1} \cdot \frac{P_t}{P_d} \cdot \frac{\left(\left(\frac{P_{leak,t}}{P_t} \right)^{\frac{1}{k_t}} - \frac{P_{leak,t}}{P_t} \right)}{\left(\left(\frac{P_{leak,d}}{P_d} \right)^{\frac{1}{k_d}} - \frac{P_{leak,d}}{P_d} \right)} \\ \left(\frac{2k_t}{k_t - 1} \cdot \frac{P_t}{P_d} \cdot \frac{\rho_d}{\rho_t} \cdot \frac{\left(\left(\frac{P_{leak,t}}{P_t} \right)^{\frac{2}{k_t}} - \left(\frac{P_{leak,t}}{P_t} \right)^{\frac{k_t+1}{k_t}} \right)}{\left(\left(\frac{P_{leak,d}}{P_d} \right)^{\frac{2}{k_d}} - \left(\frac{P_{leak,d}}{P_d} \right)^{\frac{k_d+1}{k_d}} \right)} \right)^{\frac{1}{2}} \\ \left(\frac{\Delta P_t}{\Delta P_d} \cdot \frac{\rho_d}{\rho_t} \right)^{\frac{1}{2}} \end{array} \right]$$

圧縮性流体（層流）

圧縮性流体（乱流）

差圧流

- P : 原子炉格納容器内圧力
 P_{leak} : 漏えい口出口での圧力
 μ : 原子炉格納容器内の気体の粘性係数
 k : 原子炉格納容器内の気体の比熱比
 P_{atm} : 大気圧

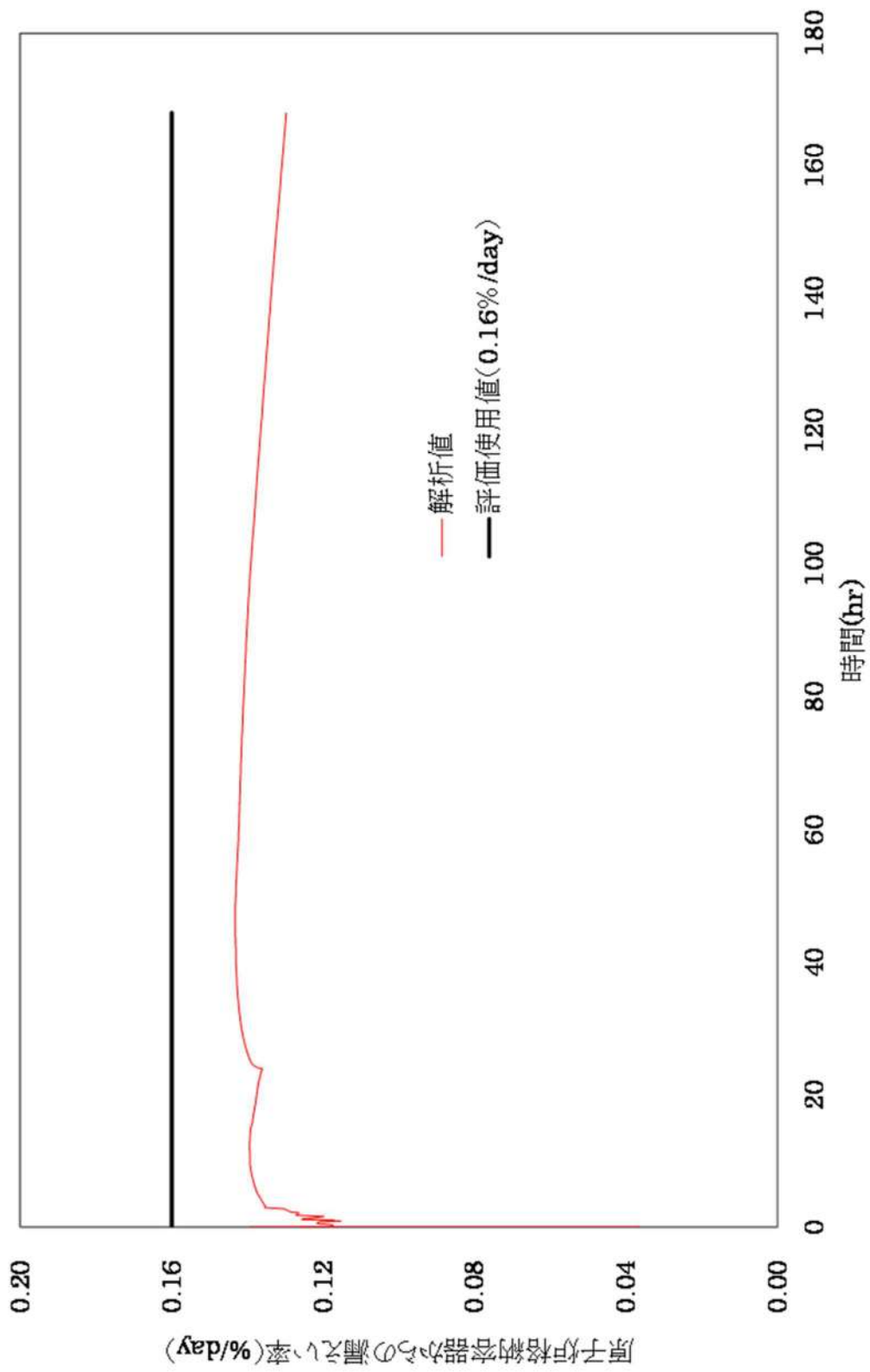
$$\frac{P_{leak,t}}{P_t} = \max \left(\left(\frac{2}{k_t + 1} \right)^{\frac{k_t}{k_t - 1}}, \frac{P_{atm}}{P_t} \right)$$

$$\frac{P_{leak,d}}{P_d} = \max \left(\left(\frac{2}{k_d + 1} \right)^{\frac{k_d}{k_d - 1}}, \frac{P_{atm}}{P_d} \right)$$

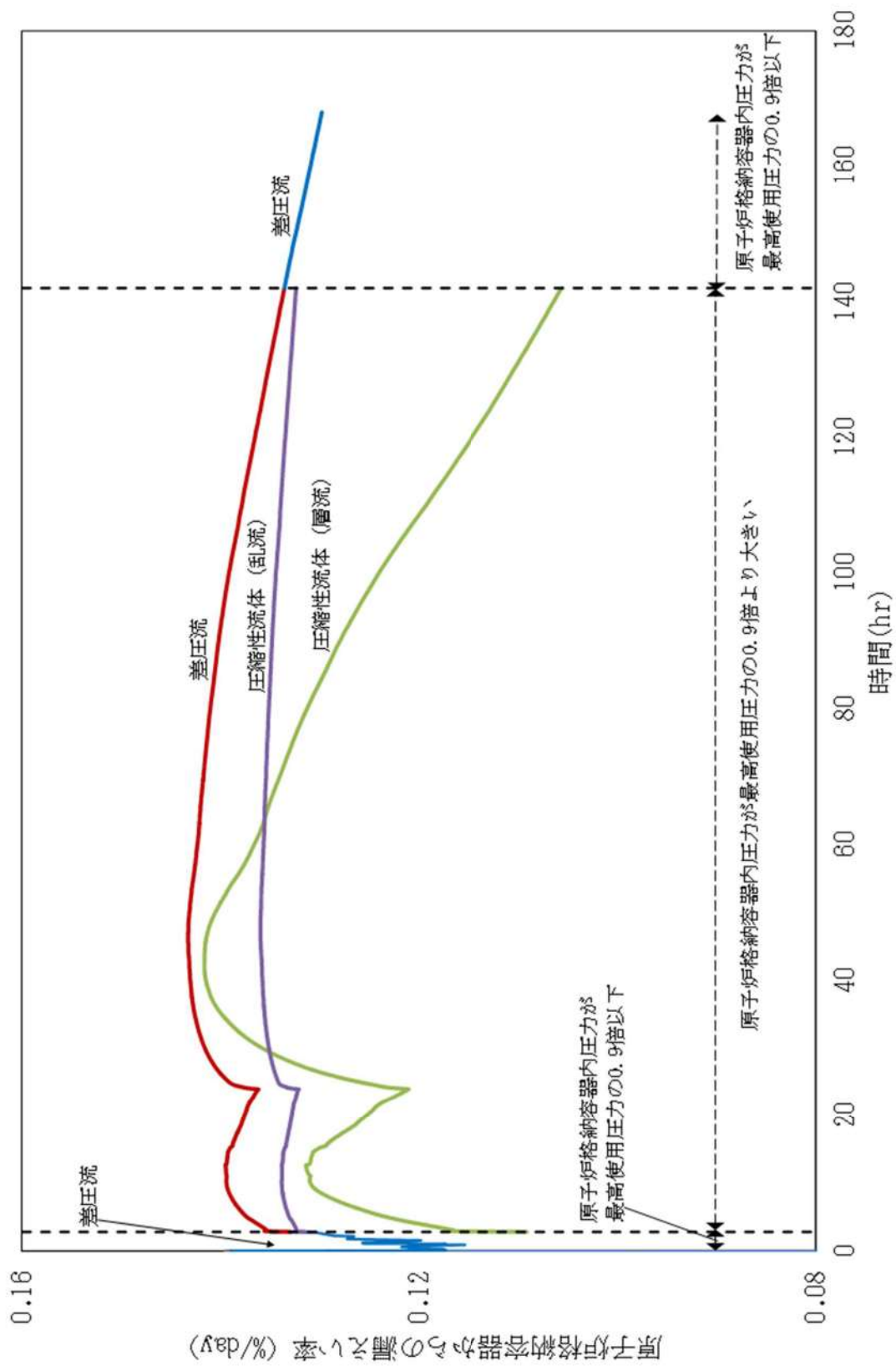
原子炉格納容器からの漏えい率を第1図に示す。また、上記(1)、(2)で述べた各流況の式から得られる漏えい率を第2図に示す。

原子炉格納容器内の圧力解析結果（最高値約 0.36MPa [gage]）に対応した漏えい率（約 0.144%/日）に余裕を見込んだ値として、原子炉格納容器からの漏えい率を事故期間（7日間）中 0.16%/日一定に設定している。この時、漏えい率 0.16%に対する原子炉格納容器圧力は、最も小さい圧縮性流体（層流）を仮定したとしても、第3図に示すとおり約 0.40MPa [gage]であり、原子炉格納容器内圧解析結果に対して余裕をみこんでいる。

なお、上式には温度の相関は直接表れないが、気体の粘性係数、比熱比等で温度影響を考慮した上で、得られる値のうち最大値を評価している。

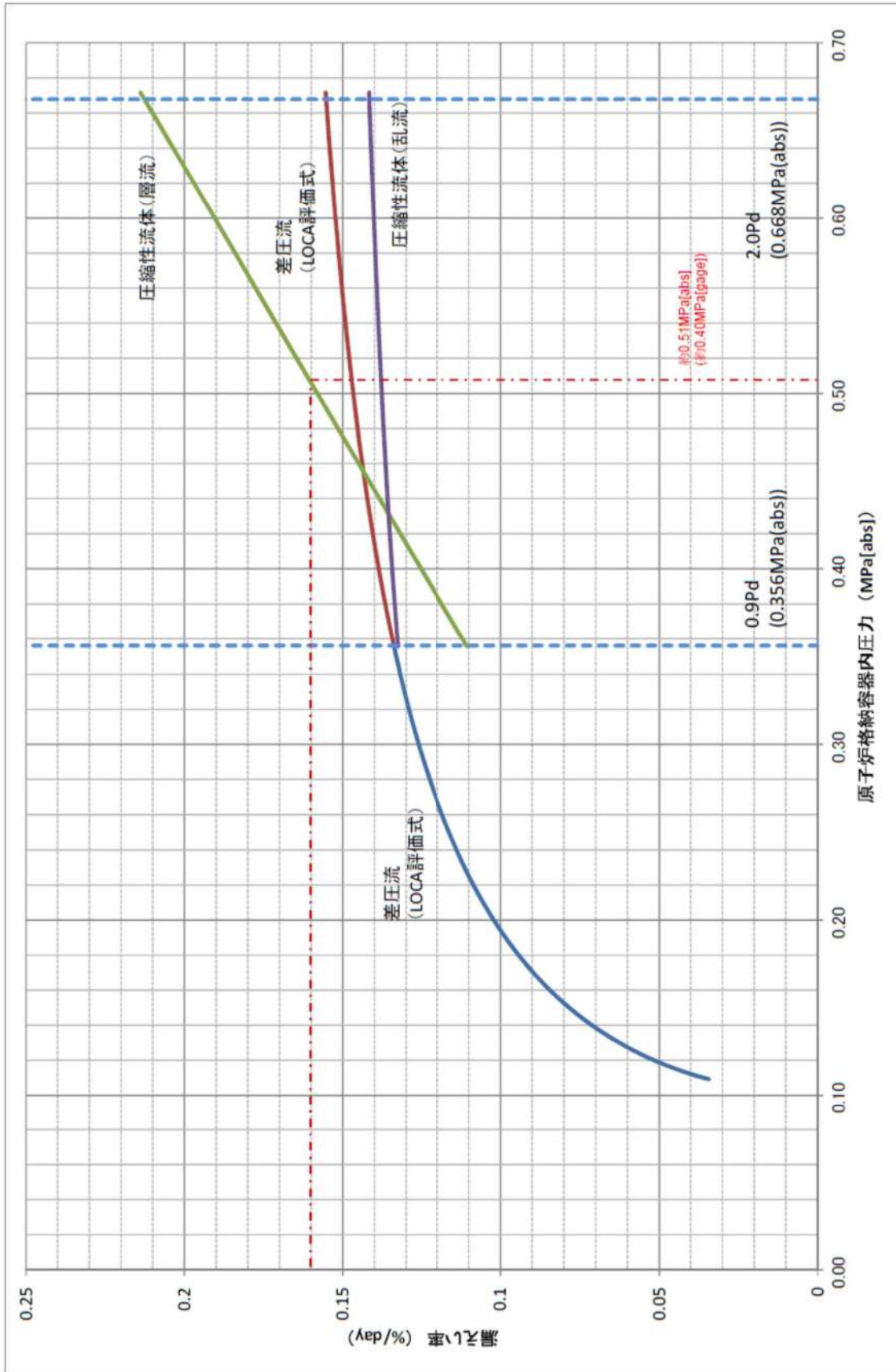


第1図 原子炉格納容器内圧力に応じた原子炉格納容器からの漏えい率



※ 漏えい率を比較し易い様、縦軸を0.08 %/day~0.16 %/dayに拡大している

第2図 原子炉格納容器内圧力に応じた原子炉格納容器からの漏えい率 (算式別)



第3図：原子炉格納容器内圧力に応じた漏えい率

アニュラス空気浄化設備フィルタ除去効率の設定について

1. 微粒子フィルタ除去効率について

アニュラス空気浄化設備の微粒子フィルタによるエアロゾル除去効率の評価条件として 99% を用いている。上記の微粒子フィルタについては、納入前の工場検査において上記フィルタ除去効率が確保されていることを確認している。

微粒子フィルタのろ材はガラス繊維をシート状にしたもので、エアロゾルを含んだ空気がろ材を通過する際に、エアロゾルがガラス繊維に衝突、接触することにより捕集される。

・ アニュラス空気浄化設備の微粒子フィルタ

a. 温度及び湿度条件について

放出放射エネルギー評価及び炉心損傷後の外部環境下での被ばく評価で選定した評価事象において、原子炉格納容器内は 150℃程度となり、原子炉格納容器からの温度伝播等によりアニュラス内の温度が上昇する。

アニュラス内温度は最高で 120℃程度までの上昇であるが、泊発電所 3 号炉のアニュラス空気浄化設備に設置している微粒子フィルタは ℃での性能確認を実施しており、性能が低下することはない。また、湿度についても、格納容器漏えい率に応じたわずかな湿度上昇はあるものの、アニュラス空気浄化設備起動後は、アニュラス外からの空気混入もあることから、それほど湿度が上がることはないため、フィルタの性能が低下することはない。したがって、微粒子フィルタ除去効率 99%は確保できる。

b. 保持容量について

泊発電所 3 号炉のアニュラス空気浄化設備の微粒子フィルタの保持容量は約 8.9kg/6 枚（全 12 枚のうち上流側 6 枚）である。

評価期間中に原子炉格納容器からアニュラス部へ漏えいしたエアロゾルすべてが捕集されるという保守的な仮定で評価した結果が約 0.9kg である。

これは、安定核種も踏まえて、原子炉格納容器からの漏えいに関するエアロゾル粒子の捕集の効果を考慮せず、原子炉格納容器から漏えいしてきた微粒子が全量フィルタに捕集されるものとして評価したものである。なお、よう素は全て粒子状よう素として評価した。（第 3 表及び第 1 図参照）

したがって、アニュラス空気浄化設備の微粒子フィルタには、エアロゾルを十分に捕集できる容量があるので、微粒子フィルタ除去効率 99%は確保できる。

第 1 表 アニュラス空気浄化設備の微粒子フィルタ保持容量

微粒子フィルタ	アニュラス空気浄化設備
フィルタに捕集されるエアロゾル量	約 0.9 kg
保持容量	約 8.9 kg

 枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

2. よう素フィルタ除去効率について

アニュラス空気浄化設備のよう素フィルタによる有機よう素及び元素状よう素の除去効率の評価条件として95%を用いている。よう素フィルタについては、定期事業者検査で上記除去効率が確保できていることを確認している。

・ アニュラス空気浄化設備のよう素フィルタ

a. 温度及び湿度条件について

よう素フィルタは、低温条件下での除去性能が低いことが分かっており、重大事故時のような温度が高い状態であれば、化学反応が進行しやすく除去効率が高くなる傾向がある。

また、湿度に対しては、低湿度の方が高い除去効率を発揮できるが、先のとおり、格納容器漏えい率に応じたわずかな湿度上昇はあるものの、アニュラス空気浄化設備起動後は、アニュラス外からの空気混入もあることから、それほど湿度が上がることはない。したがって、温度及び湿度の影響によりフィルタの性能が低下することはない。よう素フィルタ除去効率として95%は確保できる。なお、温湿度条件を踏まえた除去効率の妥当性の詳細については、添付に示す。

b. 吸着容量について

泊発電所3号炉のアニュラス空気浄化設備のよう素フィルタの吸着容量は、約1.4kg/34枚である。

評価期間中に原子炉格納容器からアニュラス部へ漏えいしたよう素すべてが吸着されるという保守的な仮定で評価した結果が約20gである。

これは、「1. 微粒子フィルタ除去効率について」と同様の手法で評価したものである（安定核種も考慮）。ただし、よう素の化学形態は全て元素状よう素または有機よう素とした。

（第3表及び第2図参照）

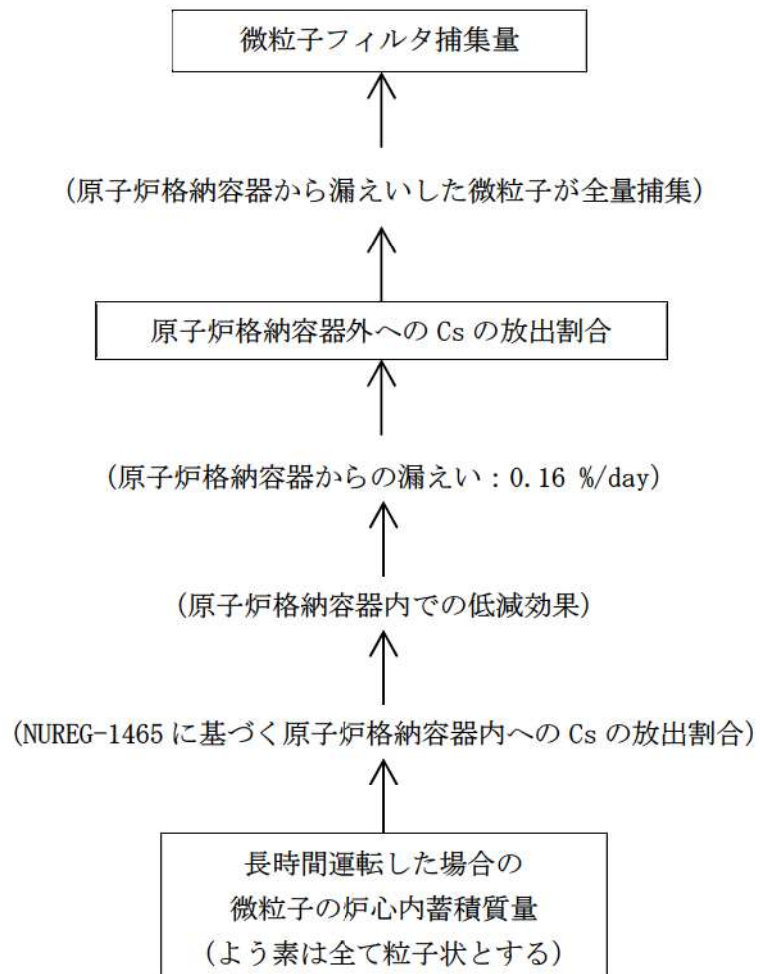
したがって、アニュラス空気浄化設備のよう素フィルタには、よう素を十分に吸着できる容量があるので、よう素フィルタ除去効率95%は確保できる。

第2表 アニュラス空気浄化設備のよう素フィルタ吸着容量

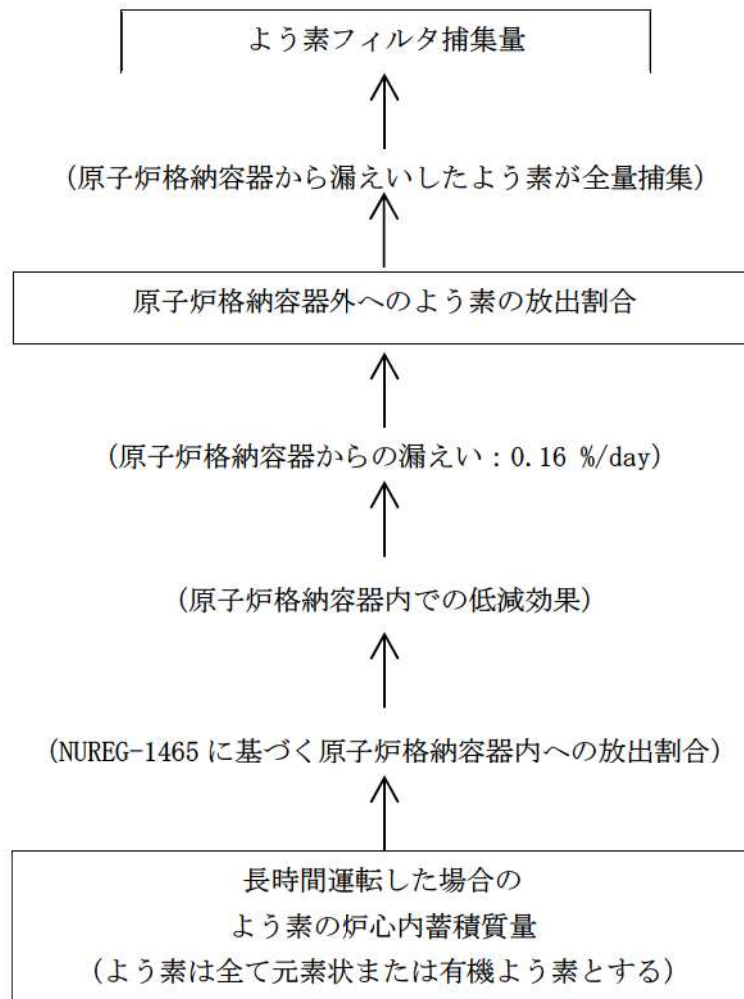
よう素フィルタ	アニュラス空気浄化設備
フィルタに捕集されるよう素量	約20g
吸着容量	約1.4kg

第3表 炉心内蓄積質量 (安定核種を含む)

核種	炉心内蓄積質量 (kg)
よう素類 (よう素)	2.1E+01 (2.0E+01)
Cs 類	3.0E+02
Te 類	5.0E+01
Ba 類	2.1E+02
Ru 類	6.9E+02
Ce 類	9.4E+02
La 類	1.0E+03
合計	3.2E+03



第1図 アニュラス空気浄化設備の微粒子フィルタ捕集量評価の過程



第2図 アニュラス空気浄化設備のよう素フィルタ捕集量評価の過程

よう素フィルタの湿度条件等を踏まえた除去効率の妥当性について

(1) よう素フィルタ除去効率試験について

よう素フィルタについては、定期検査時の定期事業者検査においてよう素フィルタ除去効率試験を実施し、よう素除去性能が要求性能（除去効率95%以上）を満足することを確認している。

その際の試験条件は、アニュラス空気浄化設備、中央制御室非常用循環系統ともに「温度：30℃、湿度：95%RH」である。

なお、よう素フィルタは高温、低湿度の方が高い除去効率を発揮できる傾向にある。

(2) 泊発電所の温度状況について

泊発電所の温度状況については、設置許可添付 6 に記載する月別の最高温度の平均値、最低気温の平均値（統計期間 1991 年～2020 年）によると、最高値及び最低値はそれぞれ 25.6℃、-5.8℃である。

ただし、過去に本評価を行った際の評価条件は、当時の最高値及び最低値である、25.6℃、-6.1℃であった（統計期間 1981～2010 年）。以前の評価条件の方が包絡的な評価となるため、過去に実施した評価条件での検討結果を記載する。

表 1 泊発電所周辺の温度状況
(設置許可添付 6 に記載する温度の抜粋)

泊発電所の最寄りの気象官署	寿都特別地域 気象観測所		小樽特別地域 気象観測所	
	8 月	1 月	8 月	1 月
最高気温月／最低気温月				
最高気温の平均値／最低気温の平均値	24.6 ℃	-4.7 ℃	25.6 ℃	-5.8 ℃

(3) 泊発電所の相対湿度状況について

2011年及び2012年の1月～12月までの泊発電所内の相対湿度データに関して日平均として整理した。

横軸に1年間の365日，縦軸に日平均の相対湿度を示す。この結果，95%RH以上の相対湿度の高い日はなく，相対湿度90%RH以上は年間13日（2011年），1日（2012年）であった。

したがって，日平均の相対湿度において，フィルタの性能に影響する日平均の相対湿度95%RHは年間を通してなく，相対湿度90%RH以上は年間最大4%程度である。

なお，2021年においても確認を行ったところ，日平均の相対湿度95%RHは年間を通して2日間しかなく，相対湿度90%RH以上となるのは年間20日（5%程度）であった。

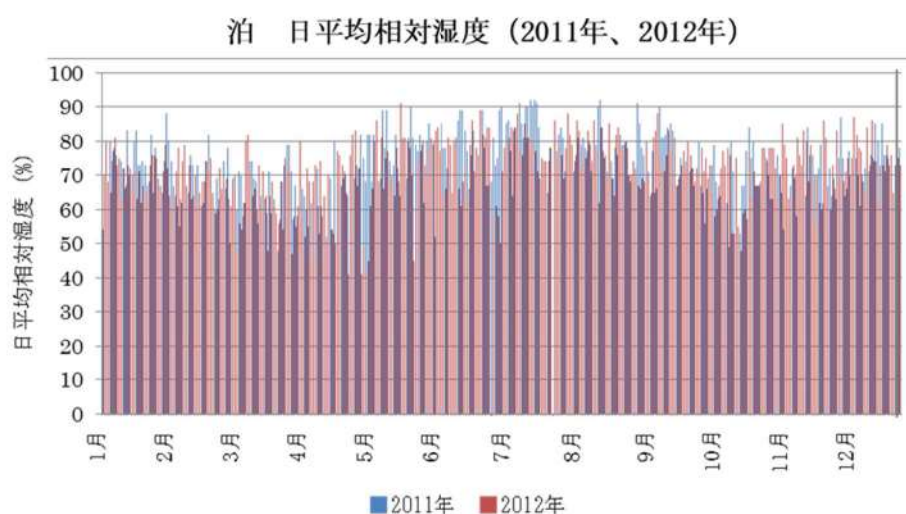


図1 2011年1月～2012年12月の日平均の相対湿度

(4) 事故時のよう素フィルタ処理空気条件について

a. アニュラス空気浄化設備

アニュラス空気浄化設備の系統構成を図2に示す。重大事故等時のアニュラスには、格納容器から水蒸気が侵入し、格納容器以外から外気が侵入してくる。具体的には、格納容器からの水蒸気侵入量が約7.5kg/h^(注1)であり、格納容器以外からの水蒸気を含む空気の侵入量は、約3,000m³/h^(注2)である。

泊発電所周辺の夏季及び冬季の外気の温度、湿度を(2)項及び(3)項より25.6℃、95%RH及び-6.1℃、95%RHとすると、重大事故等時のアニュラス内空気の水蒸気分圧は、それぞれ、約4.0kPa、約0.92kPa^(注3)となる。事故時のアニュラスは、格納容器からの伝熱により通常時の温度(40℃程度)以下になることは考えられないため、アニュラス内温度を40℃と想定した場合、この時の相対湿度は55%RH以下となり^(注4)、よう素フィルタの効率は確保できる。

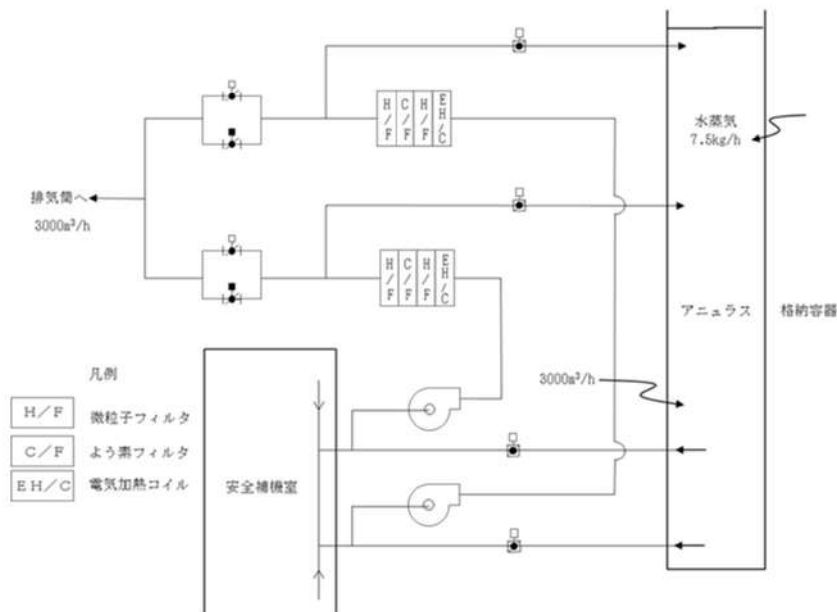


図2 泊3号炉 アニュラス空気浄化設備系統構成

(注1) 格納容器からの水蒸気侵入量は、格納容器内最大質量と格納容器漏えい率より算出している。格納容器内水蒸気最大質量は解析結果の最大値約112,000kgとし、格納容器漏えい率は被ばく評価条件0.16%/日としている。

(注2) アニュラス少量排気量

(注3) 25.6℃, 95%RH及び-6.1℃, 95%RHの時のアニュラス内水蒸気分圧は、以下のとおりとなる。

外気条件	25.6℃, 95%RH	-6.1℃, 95%RH
水蒸気密度【 $\rho_{o'}$ 】	0.024 kg/m ³	0.0049 kg/m ³
空気密度【 ρ_o 】	1.1 kg/m ³	1.3 kg/m ³
アニュラス少量排気量 (L)	3000 m ³ /h	
CV 以外の水蒸気侵入量 【 $M_{o'} = \rho_{o'} \times L$ 】	72 kg/h	14.7 kg/h
CV 以外の空気侵入量 【 $M_o = \rho_o \times L$ 】	3300 kg/h	3900 kg/h
CV からの水蒸気侵入量 ($M_{cv'}$)	7.5 kg/h	
アニュラス内空気絶対湿度 【 $X = (M_{o'} + M_{cv'}) / M_o$ 】	0.025 kg' /kg	0.0057 kg' /kg
アニュラス内水蒸気分圧 【 $P_w = P \times X / (0.622 + X)$ 】 P=101.3(kPa) (大気圧)	約4.0 kPa	約0.92 kPa

(注4) 事故時のアニュラス内温度を40℃とすると、40℃の飽和水蒸気分圧は7.4kPaであるから、アニュラス内空気の相対湿度は、以下の通りとなる。

25.6℃, 95%RH時 : 4.0kPa / 7.4kPa × 100 = 54.1%RH

-6.1℃, 95%RH時 : 0.92kPa / 7.4kPa × 100 = 12.5%RH

被ばく評価に用いた気象資料の代表性について

敷地において観測した1997年1月から1997年12月までの1年間の気象資料により解析を行うに当たり、この1年間の気象資料が異常か否かの検討を行った結果、異常ではなかったと判断した。以下に検定方法及び検定結果を示す。

(1) 検定方法

a. 検定に用いた観測記録

本評価では、保守的に地上風（標高20m）の気象データを使用して被ばく評価を実施しているが、気象データの代表性を確認するにあたり、標高20mの観測点に加えて排気筒高さ付近を代表する標高84mの観測記録を用いて検定を行った。

b. データ統計期間

統計年：1998年1月～2007年12月（10年間）

検定年：1997年1月～1997年12月（1年間）

c. 検定方法

異常年かどうか、F分布検定により検定を行った。

(2) 検定結果

第1表に検定結果を示す。また、標高20mでの棄却検定表（風向別出現頻度）及び（風速階級別出現頻度）を第2表及び第3表に、標高84mでの棄却検定表を第4表及び第5表に示す。

標高20mでの観測点では27項目のうち、有意水準（危険率）5%で棄却された項目が0個であり、標高84mでの観測点では27項目のうち0個といずれの観測点でも棄却された項目がないことから検定年の気象は統計年の気象と比べて異常ではなかったと判断される。

第1表：異常年検定結果

観測点	観測項目	検定結果
標高 20 m	風向別出現頻度	棄却項目なし
	風速階級別出現頻度	棄却項目なし
標高 84 m	風向別出現頻度	棄却項目なし
	風速階級別出現頻度	棄却項目なし

(3) 気象官署の評価について

データ拡充の観点から、気象官署のデータについても、以下について検定を行い、データを拡充した。

これらについて、不良標本の棄却検定に関するF分布検定の手順に従って検定を行った。結果いずれも、有意水準5%で棄却された項目が小樽特別地域気象観測所で0項目、寿都特別地域気象観測所で2項目であったことから、棄却数が少なく検定年の気象は統計年の気象と比べて異常ではなかったと判断した。

検定結果を第6表から第9表に示す。また、気象官署の所在地について第1図に示す。

a. 小樽特別地域気象観測所

1999年2月に風向風速計設置高さの変更(12.3m~13.6m)があったため以下の期間を評価する。

統計年：1988年1月~1998年12月(1997年を除く)

検定年：1997年1月~1997年12月

b. 寿都特別地域気象観測所

統計年：1998年1月~2007年12月

検定年：1997年1月~1997年12月

第 2 表 棄却檢定表(風向別出現頻度)(標高 20m)

風向	統計年											判定 ○採択 ×棄却		
	觀測場所:敷地内Z点 標高20m、地上高10m (%)													
	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	平均値		檢定年 1997	上限
N	2.98	2.78	2.83	3.10	2.58	3.69	3.80	4.10	3.65	2.83	3.23	2.81	4.48	1.98
NNE	2.50	2.70	3.16	2.96	2.62	3.04	2.16	2.59	2.57	2.30	2.66	2.19	3.41	1.91
NE	4.93	4.39	4.61	3.75	4.21	3.69	3.25	3.67	2.43	2.95	3.79	4.71	5.63	1.95
ENE	5.39	5.11	4.81	4.51	5.36	5.62	6.44	7.06	6.36	7.34	5.80	5.95	8.06	3.54
E	11.59	9.34	10.05	8.84	8.37	8.58	7.80	7.60	7.70	7.86	8.77	11.46	11.77	5.77
ESE	12.33	13.21	14.60	14.46	13.20	17.11	14.91	14.91	18.56	14.06	14.74	11.04	19.17	10.31
SE	5.65	6.19	6.11	6.44	6.06	6.15	5.62	6.24	6.46	6.05	6.10	6.42	6.77	5.43
SSE	2.59	2.89	2.76	3.00	3.45	3.89	4.43	3.60	3.47	3.52	3.36	2.76	4.69	2.03
S	0.90	0.80	0.92	1.44	1.31	1.65	2.26	1.85	1.58	1.67	1.44	1.06	2.54	0.34
SSW	0.71	0.63	0.76	0.79	0.98	0.78	0.85	0.81	0.49	0.94	0.77	0.81	1.11	0.43
SW	2.06	1.56	1.70	1.21	1.71	1.22	0.79	1.39	1.12	1.26	1.40	1.84	2.26	0.54
WSW	3.84	4.82	3.52	3.64	5.11	3.04	2.57	2.67	2.31	2.62	3.41	4.00	5.70	1.12
W	9.48	10.12	7.35	7.35	10.41	5.21	6.82	7.11	6.30	6.63	7.68	9.92	11.79	3.57
WNW	14.30	14.87	15.39	14.48	14.71	11.94	13.21	12.41	14.31	13.54	13.92	15.49	16.56	11.28
NW	13.47	13.19	15.52	15.78	13.53	15.19	15.62	14.48	13.84	17.33	14.80	13.20	17.93	11.67
NNW	5.82	6.88	5.24	7.58	5.46	8.68	9.10	9.00	8.38	8.69	7.48	5.38	11.09	3.87

第 3 表 棄却檢定表(風速階級別出現頻度)(標高 20m)

風速階級 (m/s)	統計年											判定 ○採択 ×棄却		
	觀測場所:敷地内Z点 標高20m、地上高10m (%)													
	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	平均値		檢定年 1997	上限
0.0~0.4	1.45	0.53	0.66	0.68	0.91	0.51	0.35	0.50	0.47	0.40	0.65	0.95	1.42	-0.12
0.5~1.4	10.76	10.04	10.78	10.13	11.14	9.35	7.75	7.43	6.30	7.84	9.15	11.76	13.16	5.14
1.5~2.4	15.87	14.21	15.17	13.90	14.10	17.64	16.21	17.10	14.66	17.38	15.62	15.14	18.99	12.25
2.5~3.4	13.74	13.60	13.25	13.74	12.30	13.91	13.60	14.51	13.69	14.52	13.69	14.44	15.18	12.20
3.5~4.4	11.76	11.67	10.42	11.68	10.88	12.21	12.04	12.33	12.41	11.29	11.67	11.92	13.20	10.14
4.5~5.4	9.62	9.33	10.13	10.34	9.51	10.17	9.97	10.09	11.13	9.07	9.94	9.68	11.33	8.55
5.5~6.4	7.45	7.61	7.15	7.28	7.90	7.49	7.52	7.45	9.21	8.07	7.71	7.13	9.11	6.31
6.5~7.4	5.20	6.12	6.18	5.51	6.21	5.77	5.68	5.66	6.94	6.51	5.98	5.75	7.20	4.76
7.5~8.4	4.17	4.97	4.83	4.39	4.97	4.99	5.04	4.40	5.20	4.97	4.79	4.55	5.61	3.97
8.5~9.4	3.87	4.08	3.64	3.90	4.47	3.65	4.22	3.63	4.06	4.08	3.96	4.26	4.62	3.30
9.5~	16.11	17.84	17.79	18.47	17.60	14.31	17.62	16.90	15.92	15.87	16.84	14.43	19.85	13.83

第 4 表 棄却檢定表(風向別出現頻度)(標高 84m)

風向	觀測場所: 敷地内C点 標高84m、地上高10m (%)												判定 ○採択 ×棄却		
	統計年											棄却限界(5%)			
	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	平均値			1997	上限
N	1.22	1.28	1.39	1.57	1.24	1.43	1.45	1.69	1.66	1.49	1.44	1.23	1.83	1.05	○
NNE	1.06	1.04	1.13	1.09	1.33	1.56	1.13	1.29	1.18	0.87	1.17	1.23	1.62	0.72	○
NE	3.08	2.94	3.30	3.22	4.36	3.94	3.30	2.89	2.94	3.17	3.31	3.41	4.44	2.18	○
ENE	9.29	10.16	9.54	9.75	12.54	13.76	11.13	10.66	9.93	11.60	10.84	10.87	14.26	7.42	○
E	22.98	20.68	22.55	21.30	17.76	20.98	19.55	21.08	23.79	18.84	20.95	20.26	25.39	16.51	○
ESE	6.58	6.09	6.27	4.89	4.29	5.42	5.92	6.17	6.36	5.81	5.78	5.31	7.48	4.08	○
SE	2.77	2.75	2.58	2.96	2.49	2.31	2.90	2.51	2.72	2.42	2.64	2.77	3.14	2.14	○
SSE	1.05	0.97	0.95	0.71	0.89	0.87	1.10	0.97	0.88	0.52	0.89	1.03	1.29	0.49	○
S	0.62	0.66	0.77	0.85	1.03	0.65	0.79	0.87	0.88	0.82	0.79	0.70	1.09	0.49	○
SSW	0.45	0.42	0.66	0.67	0.92	0.66	0.57	0.62	0.51	0.65	0.61	0.67	0.95	0.27	○
SW	0.64	0.62	0.87	0.97	1.66	1.04	0.89	0.81	0.88	0.81	0.92	0.61	1.61	0.23	○
WSW	3.08	3.35	3.41	3.34	4.36	3.49	3.56	3.73	3.06	4.63	3.60	3.91	4.82	2.38	○
W	12.50	14.44	11.97	14.18	18.92	12.26	13.30	12.54	13.32	16.26	13.97	14.10	19.10	8.84	○
WNNW	21.36	23.41	23.15	22.67	18.69	19.70	22.22	18.94	19.22	20.38	20.97	22.17	25.28	16.66	○
NW	10.41	8.48	8.63	9.07	7.53	8.91	9.33	11.62	9.16	8.50	9.16	9.30	11.85	6.47	○
NNW	2.32	2.27	2.29	2.23	1.54	2.14	1.93	2.63	2.60	1.72	2.17	2.01	3.00	1.34	○

第 5 表 棄却檢定表(風速階級別出現頻度)(標高 84m)

風速階級 (m/s)	觀測場所: 敷地内C点 標高84m、地上高10m (%)												判定 ○採択 ×棄却		
	統計年											棄却限界(5%)			
	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	平均値			1997	上限
0.0~0.4	0.58	0.42	0.54	0.51	0.47	0.87	0.94	0.97	0.91	1.51	0.77	0.42	1.57	-0.03	○
0.5~1.4	6.04	5.42	5.99	4.62	5.20	9.15	7.98	9.08	8.32	7.89	6.97	6.11	10.99	2.95	○
1.5~2.4	14.95	13.42	14.78	12.82	13.79	16.59	14.51	16.73	14.60	16.07	14.83	15.25	17.95	11.71	○
2.5~3.4	16.35	14.37	14.67	14.50	14.91	15.47	14.78	15.18	13.88	15.54	14.97	15.10	16.63	13.31	○
3.5~4.4	11.54	11.75	10.86	11.77	11.32	11.28	11.46	11.72	11.52	11.28	11.45	11.97	12.11	10.79	○
4.5~5.4	8.89	10.00	9.55	9.62	9.66	9.86	9.47	9.19	9.68	9.28	9.52	9.91	10.30	8.74	○
5.5~6.4	7.38	8.03	7.98	8.25	7.93	6.97	7.69	7.60	7.85	7.87	7.76	8.23	8.63	6.89	○
6.5~7.4	5.70	6.71	6.37	7.43	7.18	6.34	6.61	6.12	7.65	6.75	6.69	6.49	8.12	5.26	○
7.5~8.4	5.79	6.02	5.44	6.13	6.20	4.88	5.68	5.30	6.02	5.28	5.67	5.45	6.71	4.63	○
8.5~9.4	4.81	5.00	4.40	4.86	5.42	4.72	5.25	3.98	4.66	4.63	4.77	4.91	5.74	3.80	○
9.5~	17.97	18.87	19.42	19.52	17.90	13.87	15.63	14.13	14.89	13.90	16.61	16.14	22.20	11.02	○

第6表 棄却検定表(風向)(小樽特別地域気象観測所)(標高12.3m) ※

風向	統計年												観測場所:小樽 (%)		判定 ○採択 ×棄却
	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1998	平均値	1997	上限	下限	
	2.80	3.34	2.63	2.88	3.20	2.69	2.05	3.05	2.02	2.82	2.75	2.48	3.78	1.72	
N	2.32	2.39	2.46	2.39	2.45	2.31	2.25	3.15	1.72	2.59	2.40	2.58	3.23	1.57	
NNE	4.30	4.11	3.59	4.13	3.34	2.90	4.36	3.94	3.60	6.22	4.05	4.50	6.16	1.94	
NE	8.88	7.58	7.91	8.44	7.15	5.56	6.44	8.31	7.52	6.91	7.47	8.90	9.84	5.10	
ENE	6.42	6.57	5.98	6.16	6.09	7.43	5.34	5.72	5.97	5.98	6.17	6.11	7.50	4.84	
E	2.53	2.70	2.79	2.63	2.66	4.24	2.94	2.47	2.35	2.71	2.80	2.53	4.06	1.54	
ESE	1.64	1.82	1.51	1.38	1.20	1.67	1.36	1.13	1.22	1.20	1.41	1.35	1.97	0.85	
SE	1.23	1.35	1.19	0.98	0.76	0.81	0.88	1.07	0.87	1.19	1.03	0.87	1.51	0.55	
SSE	1.30	1.28	1.45	1.43	1.07	0.78	0.98	1.48	1.24	1.15	1.22	1.45	1.75	0.69	
S	3.89	4.18	4.17	3.36	4.35	2.20	2.83	4.98	4.21	4.35	3.85	4.82	5.81	1.89	
SSW	19.36	19.81	23.69	21.40	21.43	14.35	15.27	23.15	22.02	21.83	20.23	21.57	27.70	12.76	
SW	19.33	16.95	17.43	19.27	17.02	20.54	21.23	16.74	19.59	18.68	18.68	17.57	22.44	14.92	
WSW	11.24	9.33	8.63	9.14	8.61	12.80	13.30	6.27	9.84	8.59	9.78	8.73	14.83	4.73	
W	4.88	5.63	5.09	5.15	5.26	6.44	6.44	5.14	5.90	5.34	5.53	5.88	6.86	4.20	
WNW	3.11	4.21	4.11	3.79	4.17	4.58	4.78	4.69	4.86	3.78	4.21	4.21	5.51	2.91	
NW	2.77	3.54	2.84	3.23	3.21	3.34	2.77	3.57	3.33	2.51	3.11	3.03	3.97	2.25	
NNW															

第7表 棄却検定表(風速)(小樽特別地域気象観測所)(標高12.3m) ※

風速 階級 (m/s)	統計年												観測場所:小樽 (%)		判定 ○採択 ×棄却
	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1998	平均値	1997	上限	下限	
	4.00	5.22	4.53	4.25	8.05	7.37	6.78	5.14	3.74	4.13	5.32	3.43	8.97	1.67	
0.0~0.4	21.48	22.81	21.08	18.88	20.83	17.71	18.08	21.92	21.27	25.21	20.93	22.51	26.29	15.57	
0.5~1.4	28.55	27.86	29.72	27.05	25.80	24.86	24.20	27.33	26.25	27.90	26.95	28.94	30.97	22.93	
1.5~2.4	22.44	21.19	20.48	20.01	19.32	18.84	20.67	19.80	19.96	18.26	20.10	19.71	22.93	17.27	
2.5~3.4	12.30	11.56	12.59	13.52	12.27	14.17	13.94	11.99	13.66	11.89	12.79	12.58	15.03	10.55	
3.5~4.4	6.66	5.96	6.21	8.50	7.57	8.25	8.06	7.16	8.01	6.92	7.33	7.08	9.43	5.23	
4.5~5.4	2.70	3.00	2.81	4.20	3.93	4.95	4.32	3.75	4.30	3.54	3.75	3.25	5.50	2.00	
5.5~6.4	0.96	1.62	1.48	1.96	1.40	2.35	2.16	1.40	1.74	1.31	1.64	1.50	2.64	0.64	
6.5~7.4	0.31	0.64	0.70	0.79	0.52	0.87	1.09	1.00	0.60	0.55	0.71	0.64	1.27	0.15	
7.5~8.4	0.34	0.13	0.24	0.42	0.18	0.37	0.38	0.33	0.34	0.19	0.29	0.29	0.52	0.06	
8.5~9.4	0.27	0.00	0.16	0.41	0.13	0.26	0.31	0.18	0.13	0.09	0.19	0.08	0.47	-0.09	
9.5~															

※1988~1989年については風向風速の観測は3時間ごとに行われている。

第8表 棄却検定表(風向)(寿都特別地域気象観測所) (標高13.4m※)

風向	統計年												観測場所:寿都 (%)			判定 ○採択 ×棄却
	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	平均値	検定年	1997	上限	下限	
	7.44	6.71	6.79	6.60	6.46	7.62	6.89	7.41	6.86	7.71	7.05	1997	7.00	8.12	5.98	
N	1.80	1.64	2.40	1.79	1.63	2.15	2.08	2.16	2.29	1.62	1.96	1.93	1.93	2.66	1.26	○
NNE	0.85	0.84	0.96	0.81	0.64	0.73	0.76	1.14	1.14	1.19	0.91	1.13	1.13	1.37	0.45	○
NE	0.67	0.56	0.67	0.57	0.59	0.63	0.61	0.49	0.59	0.61	0.60	0.73	0.73	0.73	0.47	×
ENE	0.57	0.59	0.63	0.45	0.55	0.40	0.90	0.57	0.57	0.73	0.80	0.62	0.93	0.93	0.27	○
E	0.90	0.82	0.69	0.65	0.72	0.88	0.91	0.70	0.66	1.06	0.80	0.86	1.12	1.12	0.48	○
ESE	5.49	4.35	4.22	5.51	5.33	5.93	5.31	4.65	3.52	4.47	4.88	5.08	5.08	6.66	3.10	○
SE	19.58	15.73	17.38	18.32	16.79	22.90	19.26	19.72	22.10	18.06	18.98	18.13	18.13	24.30	13.66	○
SSE	12.47	14.92	14.42	13.90	13.34	11.84	12.66	12.59	12.72	11.68	13.05	11.86	11.86	15.59	10.51	○
S	3.43	5.11	4.13	3.96	4.52	3.47	3.49	4.03	3.47	3.76	3.94	4.21	4.21	5.24	2.64	○
SSW	4.85	5.86	4.61	3.95	5.32	4.99	4.51	4.98	4.68	5.61	4.94	5.48	5.48	6.26	3.62	○
SW	5.28	5.38	4.06	3.85	5.16	4.29	5.61	5.08	4.57	5.18	4.85	4.74	4.74	6.29	3.41	○
WSW	4.31	3.96	3.51	2.92	5.01	3.39	4.61	3.90	3.80	3.60	3.90	3.66	3.66	5.35	2.45	○
W	11.36	13.32	11.12	11.19	11.93	8.77	10.15	10.90	11.11	9.53	10.94	12.39	12.39	13.93	7.95	○
WNW	14.73	14.78	17.36	18.20	14.55	14.43	15.33	14.37	15.20	17.50	15.65	15.10	15.10	19.11	12.19	○
NW	5.39	4.78	5.92	6.66	6.51	7.03	6.38	6.75	6.02	6.82	6.23	5.48	5.48	7.91	4.55	○
NNW																

第9表 棄却検定表(風速)(寿都特別地域気象観測所) (標高13.4m※)

風速 階級 (m/s)	統計年												観測場所:寿都 (%)			判定 ○採択 ×棄却
	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	平均値	検定年	1997	上限	下限	
	0.87	0.62	1.12	0.67	0.94	0.55	0.52	0.56	0.70	0.89	0.74	1997	1.61	1.22	0.26	
0.0~0.4	15.80	16.53	16.42	12.67	15.47	12.50	13.34	12.79	12.67	16.10	14.43	17.21	17.21	18.61	10.25	○
0.5~1.4	20.79	24.64	22.60	21.26	23.92	22.07	22.94	22.50	21.76	25.21	22.77	24.78	24.78	26.18	19.36	○
1.5~2.4	19.54	21.53	20.43	20.25	20.72	17.57	18.74	18.76	17.42	20.13	19.51	19.98	19.98	22.73	16.29	○
2.5~3.4	18.31	16.06	16.96	19.54	19.11	17.76	16.85	16.37	16.78	16.39	17.41	15.35	15.35	20.29	14.53	○
3.5~4.4	12.50	10.32	10.86	13.77	10.89	13.66	12.61	13.16	14.78	10.72	12.33	10.65	10.65	16.00	8.66	○
4.5~5.4	6.73	5.72	6.43	7.17	5.43	7.94	7.59	8.16	9.03	5.95	7.02	5.92	5.92	9.80	4.24	○
5.5~6.4	3.34	2.73	3.28	2.82	2.08	4.73	3.72	4.40	3.82	2.53	3.35	2.08	2.08	5.34	1.36	○
6.5~7.4	1.38	1.06	1.06	1.26	0.83	2.02	2.19	1.96	1.83	0.95	1.45	1.29	1.29	2.64	0.26	○
7.5~8.4	0.45	0.54	0.50	0.43	0.47	0.73	0.90	0.71	0.58	0.61	0.59	0.65	0.65	0.94	0.24	○
8.5~9.4	0.31	0.25	0.34	0.16	0.15	0.47	0.59	0.63	0.62	0.54	0.41	0.47	0.47	0.85	-0.03	○
9.5~																

※ 寿都特別地域気象観測所の風向風速計は1997年12月に高さが標高13.5mから標高13.4mに変更となっているが、変更に伴う影響は軽微であると考えられるため変更後の高さのみを記載している。



第1図 気象官署の所在地

(参考)

至近のデータを用いた検定について

泊発電所敷地内において観測した 1997 年 1 月から 1997 年 12 月までの 1 年間の気象データについて至近の気象データを用いた検定についても参考として行った。

統計年は前述の評価における統計年 1998 年 1 月～2007 年 12 月との連続性を考慮し、2008 年 1 月～2017 年 12 月と設定した。

(1) 検定方法

a. 検定に用いた観測データ

気象資料の代表性を確認するに当たっては、通常は被ばく評価上重要な排気筒高風を用いて検定するものの、被ばく評価では保守的に地上風を使用していることから、排気筒高さ付近を代表する標高 84m の観測データに加え、標高 20m の観測データを用いて検定を行った。

b. データ統計期間

統計年：2008 年 1 月～2017 年 12 月

検定年：1997 年 1 月～1997 年 12 月

c. 検定方法

不良標本の棄却検定に関する F 分布検定の手順に従って検定を行った。

(2) 検定結果

検定の結果、排気筒高さ付近を代表する標高 84m の観測データについては、有意水準 5% で棄却された項目が 2 項目であり、標高 20m の観測データについては 0 項目であった。

検定結果を第 10 表から第 13 表に示す。

第10表 棄却檢定表(風向)(標高84m)

風向	観測場所: 敷地内C点 標高84m、地上高10m (%)												判定		
	統計年												棄却限界(5%)		判定 ○採択 ×棄却
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	平均値	検定年 1997	上限	下限	
N	1.51	1.64	1.68	1.55	1.62	1.42	1.53	1.48	1.17	1.33	1.49	1.23	1.86	1.12	○
NNE	0.88	1.12	1.09	0.87	1.10	0.86	1.02	1.38	1.24	1.50	1.11	1.23	1.82	0.60	○
NE	2.99	3.43	3.66	3.18	3.47	3.28	4.11	3.19	3.04	3.73	3.41	3.41	4.24	2.58	○
ENE	12.06	12.02	11.42	11.13	10.25	11.21	14.75	13.73	13.00	14.83	12.44	10.87	16.19	8.69	○
E	21.01	22.30	18.44	19.47	23.30	22.09	18.29	19.84	18.19	16.62	19.96	20.26	25.08	14.84	○
ESE	5.43	4.88	4.54	3.69	5.91	4.64	4.44	5.09	5.72	4.69	4.90	5.31	6.47	3.33	○
SE	2.89	2.75	2.65	2.40	2.57	2.16	1.78	1.59	2.45	1.97	2.32	2.77	3.34	1.30	○
SSE	0.74	0.78	0.67	0.49	0.62	0.59	0.76	0.72	0.88	0.62	0.69	1.03	0.96	0.42	×
S	0.66	0.79	0.85	0.79	0.89	0.87	0.71	0.66	0.53	0.62	0.74	0.70	1.03	0.45	○
SSW	0.52	0.65	0.78	0.54	0.63	0.66	0.73	0.77	0.70	0.82	0.68	0.67	0.92	0.44	○
SW	0.95	1.03	1.50	1.10	1.10	1.18	0.87	0.88	0.63	0.81	1.01	0.61	1.57	0.45	○
WSW	4.29	4.82	5.12	4.14	3.42	3.26	2.05	1.54	1.70	1.61	3.20	3.91	6.49	0.00	○
W	14.53	16.05	19.21	19.82	16.69	19.41	19.92	18.61	15.95	17.15	17.73	14.10	22.25	13.21	○
WNW	18.46	15.14	16.42	16.42	17.00	17.15	18.01	18.13	24.52	21.02	18.23	22.17	24.67	11.79	○
NW	9.21	9.47	9.23	11.59	8.77	8.76	8.40	9.26	8.13	10.31	9.31	9.30	11.69	6.93	○
NNW	2.48	2.24	1.91	1.88	1.70	1.54	1.92	2.13	1.79	1.72	1.93	2.01	2.60	1.26	○

第11表 棄却檢定表(風速)(標高84m)

風速 階級 (m/s)	観測場所: 敷地内C点 標高84m、地上高10m (%)												判定		
	統計年												棄却限界(5%)		判定 ○採択 ×棄却
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	平均値	検定年 1997	上限	下限	
0.0~0.4	1.39	0.88	0.84	0.88	0.97	0.91	0.73	1.00	0.38	0.66	0.86	0.42	1.47	0.25	○
0.5~1.4	8.79	8.74	9.88	8.87	8.82	7.79	8.62	9.20	7.07	9.55	8.73	6.11	10.65	6.81	×
1.5~2.4	16.94	15.81	16.14	14.79	15.76	13.79	16.75	16.16	14.37	15.37	15.59	15.25	18.00	13.18	○
2.5~3.4	15.24	14.30	14.39	15.33	14.30	13.71	14.48	13.98	13.46	13.80	14.30	15.10	15.76	12.84	○
3.5~4.4	11.54	11.19	10.55	11.64	11.56	11.50	10.87	11.66	10.80	11.31	11.26	11.97	12.20	10.32	○
4.5~5.4	8.96	9.40	8.27	9.17	9.02	9.41	9.06	9.62	8.11	9.47	9.05	9.91	10.24	7.86	○
5.5~6.4	7.97	7.57	7.02	7.62	7.19	8.40	7.70	7.47	7.75	7.62	7.63	8.23	8.54	6.72	○
6.5~7.4	6.64	6.88	6.31	6.47	6.23	6.99	5.93	6.39	6.76	7.25	6.59	6.49	7.53	5.65	○
7.5~8.4	5.59	5.53	5.16	5.27	5.50	5.75	5.61	5.50	6.16	5.53	5.56	5.45	6.20	4.92	○
8.5~9.4	4.01	4.85	3.95	4.23	5.24	4.54	4.38	3.86	5.93	4.41	4.54	4.91	6.07	3.01	○
9.5~	12.93	14.85	17.49	15.72	15.39	17.22	15.86	15.16	19.21	15.03	15.89	16.14	19.98	11.80	○

第12表 棄却檢定表(風向)(標高20m)

風向	統計年											観測場所:敷地内Z点 標高20m、地上高10m (%)				判定 ○採択 ×棄却
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	平均値	検定年		棄却限界(5%)		
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017		1997	上 限		下 限	
N	3.96	3.59	3.18	3.17	2.90	3.39	3.98	3.77	3.44	3.66	3.50	2.81	4.34	2.66	○	
NNE	2.38	2.68	2.23	2.29	2.15	1.96	2.00	2.24	1.74	1.84	2.15	2.19	2.81	1.49	○	
NE	2.75	3.90	4.79	3.50	3.91	3.69	4.52	4.48	3.36	4.86	3.98	4.71	5.60	2.36	○	
ENE	6.84	6.04	6.78	6.77	6.66	5.66	8.14	6.68	6.63	8.21	6.84	5.95	8.73	4.95	○	
E	7.84	9.57	9.27	9.65	15.28	15.71	15.19	15.02	14.92	14.34	12.68	11.46	20.16	5.20	○	
ESE	16.40	16.08	10.18	11.35	9.29	8.65	5.98	6.82	6.44	7.02	9.82	11.04	18.83	0.81	○	
SE	5.90	5.59	5.78	4.60	7.35	6.04	6.71	7.15	7.87	5.89	6.29	6.42	8.60	3.98	○	
SSE	3.18	3.34	2.86	2.62	2.54	2.48	2.34	2.76	2.31	2.47	2.69	2.76	3.51	1.87	○	
S	1.99	1.40	1.16	1.09	1.41	1.46	1.30	1.50	1.37	0.89	1.36	1.06	2.05	0.67	○	
SSW	0.80	0.88	0.92	0.73	0.72	0.86	0.66	0.59	0.55	0.75	0.75	0.81	1.04	0.46	○	
SW	1.26	1.54	2.42	1.60	1.75	2.52	1.95	1.61	1.82	1.69	1.82	1.84	2.75	0.89	○	
WSW	2.80	3.49	4.69	3.56	2.82	3.42	3.36	3.15	2.60	3.08	3.30	4.00	4.69	1.91	○	
W	5.94	7.63	11.30	10.82	7.91	9.58	9.54	9.60	7.09	8.46	8.79	9.92	12.79	4.79	○	
WNW	11.56	13.05	16.42	15.98	15.40	14.68	13.09	13.22	15.92	16.30	14.56	15.49	18.62	10.50	○	
NW	16.13	12.21	12.59	13.92	14.02	13.14	13.45	13.36	17.47	13.74	14.00	13.20	17.82	10.18	○	
NNW	9.41	7.38	4.59	7.69	5.46	5.43	7.20	7.38	5.75	6.18	6.65	5.38	10.03	3.27	○	

第13表 棄却檢定表(風速)(標高20m)

風速 階級 (m/s)	統計年											観測場所:敷地内Z点 標高20m、地上高10m (%)				判定 ○採択 ×棄却
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	平均値	検定年		棄却限界(5%)		
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017		1997	上 限		下 限	
0.0~0.4	0.86	1.64	0.85	0.64	0.43	1.33	0.59	0.67	0.71	0.63	0.84	0.95	1.72	0.00	○	
0.5~1.4	12.02	11.02	10.36	7.99	6.08	7.63	8.98	8.93	7.84	10.45	9.13	11.76	13.45	4.81	○	
1.5~2.4	17.02	14.65	16.55	16.38	15.84	13.44	17.13	18.09	15.15	16.09	16.03	15.14	19.22	12.84	○	
2.5~3.4	13.32	13.45	13.94	13.38	13.92	11.61	13.41	14.23	12.30	13.71	13.33	14.44	15.22	11.44	○	
3.5~4.4	11.65	11.41	9.88	11.04	11.83	12.36	12.36	12.23	10.78	12.70	11.62	11.92	13.68	9.56	○	
4.5~5.4	9.79	9.87	8.27	9.79	12.34	13.84	12.57	12.47	12.30	11.67	11.29	9.68	15.43	7.15	○	
5.5~6.4	7.72	8.12	7.32	8.05	9.34	8.39	7.16	7.65	8.10	7.22	7.91	7.13	9.47	6.35	○	
6.5~7.4	5.91	6.45	5.93	6.45	5.11	5.40	4.90	4.93	5.03	5.18	5.53	5.75	6.97	4.09	○	
7.5~8.4	4.26	5.03	5.01	4.26	4.31	4.57	4.25	4.13	4.39	3.81	4.40	4.55	5.30	3.50	○	
8.5~9.4	4.10	4.29	4.26	4.06	3.43	4.00	3.37	3.37	4.46	4.02	3.94	4.26	4.89	2.99	○	
9.5~	13.33	14.07	17.63	17.95	17.38	17.43	15.27	13.29	18.96	14.54	15.99	14.43	21.00	10.98	○	

湿性沈着を考慮した地表面沈着速度の設定について

1. 湿性沈着を考慮した地表面沈着速度の設定について

本評価においては、地表面への沈着を評価する際、降雨による湿性沈着を考慮して地表面沈着濃度を評価している。

以下に今回、湿性沈着を考慮した地表面沈着速度を乾性沈着の4倍として設定した妥当性について示す。

1.1 乾性沈着率と湿性沈着率の算定方法について

以下の計算式から乾性沈着率と地表沈着率（単位時間あたりの沈着量）を求める。ここでは放射性崩壊による減少効果については式に含んでいないが、別途考慮している。また、放出源からの放出が継続する時間と沈着を考慮する時間は同じとしている。

(1) 乾性沈着率

単位放出率あたりの乾性沈着率は線量目標値評価指針の式と同様に以下の式で表される。

$$D_{di} = V_{gd} \cdot \chi / Q_0 \dots\dots\dots (1)$$

D_{di} : 単位放出率あたりの乾性沈着率 [1/m²]
 V_{gd} : 沈着速度 [m/s]
 χ / Q_0 : 地上の相対濃度 [s/m³] (地上放出時の軸上濃度)

(2) 湿性沈着率

単位放出率あたりの湿性沈着率は評価指針に降水時の沈着量評価の参考資料として挙げられている Chamberlain の研究報告*より濃度を相対濃度 (χ/Q) で表現すると以下の式で表される。

$$D_{ri} = \Lambda \cdot \int_0^{\infty} \chi / Q_{(z)} dz \dots\dots\dots (2)$$

D_{ri} : 単位放出率あたりの湿性沈着率 [1/m²]
 Λ : 洗浄係数 [1/s]
 $\chi / Q_{(z)}$: 鉛直方向の相対濃度分布 [s/m³]

ここで、 $\chi/Q(z)$ が正規分布をとると仮定すると、

$$D_{ri} = \Lambda \cdot \chi/Q_0 \cdot \sqrt{2\pi} \cdot \Sigma z \dots\dots\dots (3)$$

Σz : 鉛直拡散幅[m]
 χ/Q_0 : 相対濃度 [s/m^3] (鉛直方向の軸上濃度分布)

* Chamberlain, A.C. : Aspects of Travel and Deposition of Aerosol and Vapour Cloud, AERE HP/R1261 (1955)

(3) 地表沈着率

上記(1)式と(3)式から、地表沈着率は、以下の式で表される。

$$A = D_{di} + D_{ri} = V_{gd} \cdot \chi/Q_0 + \Lambda \cdot \chi/Q_0 \cdot \sqrt{2\pi} \cdot \Sigma z \dots\dots\dots (4)$$

A : 単位時間あたりの地表沈着率 [$1/m^2$]

1.2 地表面濃度評価時の地表沈着率

今回の評価においてグランドシャイン線量が大きい評価点について、地表沈着率は年間を通じて1時間ごとの気象条件に対して、(1)式及び(3)式から各時間での沈着率を算出し、そのうちの年間97%積算値を取った。一方で、乾性沈着のみを考慮して年間97%積算値を想定した乾性沈着率(すなわち χ/Q の97%積算値×沈着速度)との比を(5)式のようにとると、第1表のとおり、約1.1倍であった。

地表面沈着率の累積出現頻度97%の求め方については添付1に示す。

$$\frac{D_{di} + D_{ri}}{D_{di}} = \frac{(V_{gd} \cdot \chi/Q_{0t} + \Lambda \cdot \chi/Q_{0t} \cdot \sqrt{2\pi} \cdot \Sigma z)_{97\%}}{V_{gd} \cdot (\chi/Q_0)_{97\%}} \dots\dots\dots (5)$$

()_{97%} : 年間の97%積算値
 χ/Q_{0t} : 時刻 t の相対濃度 [s/m^3] (鉛直方向の軸上濃度分布)

第1表 泊発電所3号炉における湿性沈着量評価(評価点⑧)

累積出現頻度 97 %値	$\chi/Q (s/m^3)$	約 4.4×10^{-4}
	① 乾性沈着率 ($1/m^2$)	約 1.3×10^{-6}
累積出現頻度 97 %値	② 地表面沈着率 ($1/m^2$) (乾性+湿性)	約 1.5×10^{-6}
	降雨量 (mm/h)	0
降雨時と非降雨時の比 (②/①)		約 1.1

以上より、湿性沈着を考慮した沈着率は、 $\chi/Q97\%$ 積算値を使用した場合の乾性沈着率に比べ、4倍を下回る結果が得られたことから、今回の評価において湿性沈着を考慮した沈着速度を乾性沈着の4倍とすることは保守的な評価であると考えられる。

なお、評価に使用するパラメータを第2表に示す。

第2表 地表沈着関連パラメータ

パラメータ	値	備考
乾性沈着速度 V_{gd}	0.3 (cm/s)	NUREG/CR-4551 Vol.2
鉛直拡散幅 Σz	気象指針に基づき計算 $\Sigma z = \sqrt{(\sigma_z^2 + cA/\pi)}$	1時間ごとの値を算出。 <ul style="list-style-type: none"> ・ 建屋投影面積 A : 2700 (m²) ・ 形状係数 c : 0.5 ・ σ_z : 鉛直方向の平地の拡散パラメータ (m)
洗浄係数 Λ	$\Lambda = 9.5E-5 \times Pr^{0.8}$ (s ⁻¹) Pr : 降水強度 (mm/h)	日本原子力学会標準「原子力発電所の確率論的安全評価に関する実施基準 (レベル 3PSA 編) : 2008」(NUREG-1150 解析使用値として引用)
気象条件	1997年	1997年1月～1997年12月の1時間ごとの風向、風速、降水量を使用

2. 乾性沈着速度の設定について

乾性の沈着速度 0.3 cm/s は NUREG/CR-4551 (参考文献 1) に基づいて設定している。NUREG/CR-4551 では郊外を対象とし、郊外とは道路、芝生及び木・灌木の葉で構成されるとしている。原子力発電所内も同様の構成であるため、郊外における沈着速度が適用できると考えられる。また、NUREG/CR-4551 では $0.5 \mu\text{m} \sim 5 \mu\text{m}$ の粒径に対して検討されており、種々のシビアアクシデント時の粒子状物質の粒径の検討 (添付 2 参照) から、本評価における粒子状物質の大部分は、この粒径範囲内にあると考えられる。

また、W.G.N. Slinn の検討によると、草や水、小石といった様々な材質に対する粒径に応じた乾性の沈着速度を整理しており、これによると $0.1 \mu\text{m} \sim 5 \mu\text{m}$ の粒径では沈着速度は 0.3 cm/s 程度である。

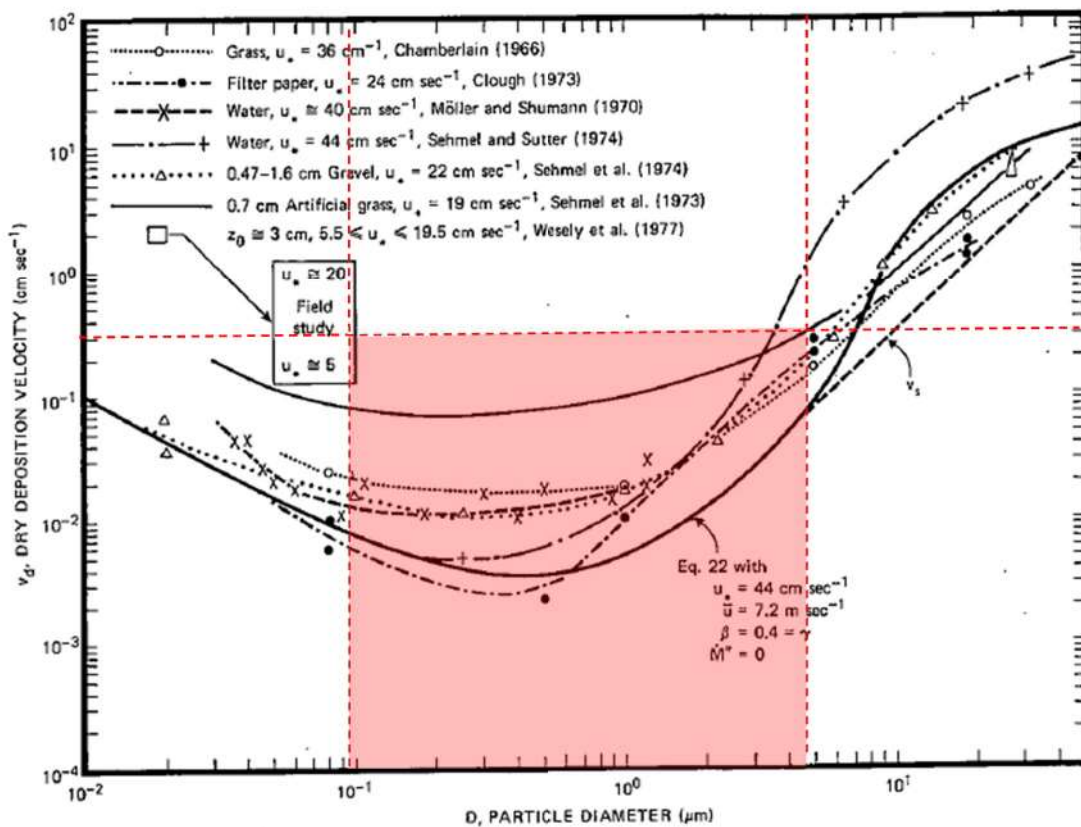


Fig. 4 Dry deposition velocity as a function of particle size. Data were obtained from a number of publications.¹⁹⁻²⁵ The theoretical curve appropriate for a smooth surface is shown for comparison. Note that the theoretical curve is strongly dependent on the value for u_* and that Eq. 22 does not contain a parameterization for surface roughness. For a preliminary study of the effect of surface roughness and other factors, see Ref. 5.

図 様々な粒径における地表面沈着速度 (参考文献 2)

また、本評価における被ばく評価へのシナリオを考慮した場合、エアロゾルの粒径の適用性は以下のとおりである。

シビアアクシデント時に、放射性物質を含むエアロゾルの放出においては、以下の除去過程が考えられる。

①格納容器内での沈着による除去過程

格納容器内でのエアロゾルの重力沈降速度は、エアロゾルの粒径の二乗に比例する。例えば、エアロゾル粒径が $5\mu\text{m}$ の場合、その沈着率は、NUPEC 報告書（参考文献3）より現行考慮しているエアロゾルの粒径 $1\mu\text{m}$ の場合に比べ、25倍となる。したがって、粒径の大きいエアロゾルほど格納容器内に捕獲されやすくなる。

②アニュラス空気浄化設備微粒子フィルタによる除去過程

アニュラス空気浄化設備の微粒子フィルタについては、最大透過粒子径 $0.15\mu\text{m}$ を考慮した単体試験にて、フィルタ効率性能（99.97%以上）を確認している。

微粒子フィルタは、粒子径 $0.15\mu\text{m}$ が最も捕獲しにくいことが明らかとなっており（Ref. JIS Z 4812）、粒子径がこれより大きくなると、微粒子フィルタの捕獲メカニズム（慣性衝突効果等）によりフィルタ繊維に粒子が捕獲される割合が大きくなる。以上より、 $5\mu\text{m}$ 以上の粒径の大きいエアロゾルは、最もフィルタを透過しやすい粒子径 $0.15\mu\text{m}$ に比べ相対的に捕獲されやすいといえる。

このため、本評価シナリオにおいては、アニュラス空気浄化設備起動前では上記①の除去過程にて、相対的に粒径の大きいエアロゾルは多く原子炉格納容器内に捕集される。また、アニュラス空気浄化系起動後では、①及び②の除去過程で、 $5\mu\text{m}$ 以上の粒径のエアロゾルは十分捕集され、それら粒径の大きなエアロゾルの放出はされにくいと考えられる。

以上より、種々のシビアアクシデント時のエアロゾルの粒径の検討から粒径の大部分は $0.1\mu\text{m}$ ～ $5\mu\text{m}$ の範囲にあること、また、沈着速度が高い傾向にある粒径が大きなエアロゾルは大気へ放出されにくい傾向にあることから、本評価における乾性沈着速度として 0.3 cm/s を適用できると考えている。

参考文献 1

J.L. Sprung 等: Evaluation of severe accident risks: quantification of major input parameters, NUREG/CR-4451 Vol.2 Rev.1 Part 7, 1990

参考文献 2

W.G.N. Slinn : Environmental Effects, Parameterizations for Resuspension and for Wet and Dry Deposition of Particles and Gases for Use in Radiation Dose Calculations, Nuclear Safety Vol.19 No.2, 1978

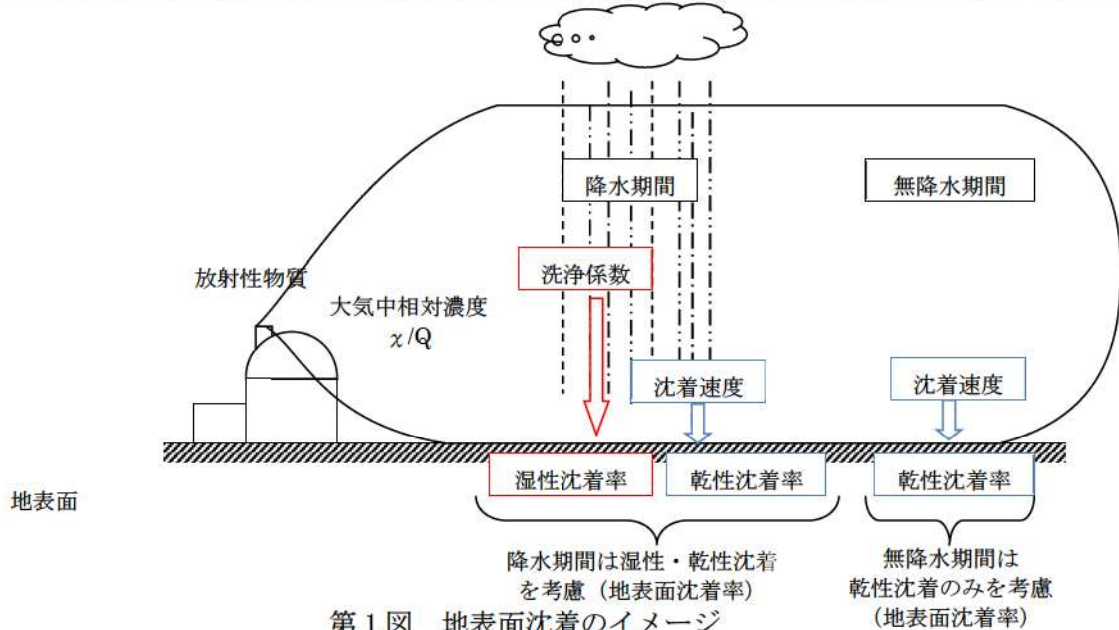
参考文献 3

NUPEC 「平成 9 年度 NUREG-1465 のソースタームを用いた放射性物質放出量の評価に関する報告書 (平成 10 年 3 月)」

地表面沈着率の累積出現頻度 97%値の求め方について

1. 地表面沈着について

第1図及び式①に示すように地面への放射性物質の沈着は、乾性沈着と湿性沈着によって発生する。乾性沈着は地上近くの放射性物質が、地面状態等によって決まる沈着割合（沈着速度）に応じて地面に沈着する現象であり、放射性物質の地表面濃度に沈着速度をかけることで計算される。湿性沈着は降水によって放射性物質が雨水に取り込まれ、地面に落下、沈着する現象であり、大気中の放射性物質の濃度分布と降水強度及び沈着の割合を示す洗浄係数によって計算される。



<地表面沈着率の計算式>

$$D = D_d + D_w = \chi/Q_0 V_g + \int \chi/Q_{(z)} \Lambda dz \quad \text{①}$$

D : 地表面沈着率 ($1/m^2$) (単位放出率当たり)

D_d : 乾性沈着率 ($1/m^2$)

D_w : 湿性沈着率 ($1/m^2$)

χ/Q_0 : 地上の相対濃度 (s/m^3) (地上放出時の軸上濃度)

$\chi/Q_{(z)}$: 鉛直方向の相対濃度分布 (s/m^3)

V_g : 沈着速度 (m/s)

Λ : 洗浄係数 ($1/s$)

ただし、 $\Lambda = aP^b$

a, b : 洗浄係数パラメータ (-)

P : 降水強度 (mm/hr)

z : 鉛直長さ (m)

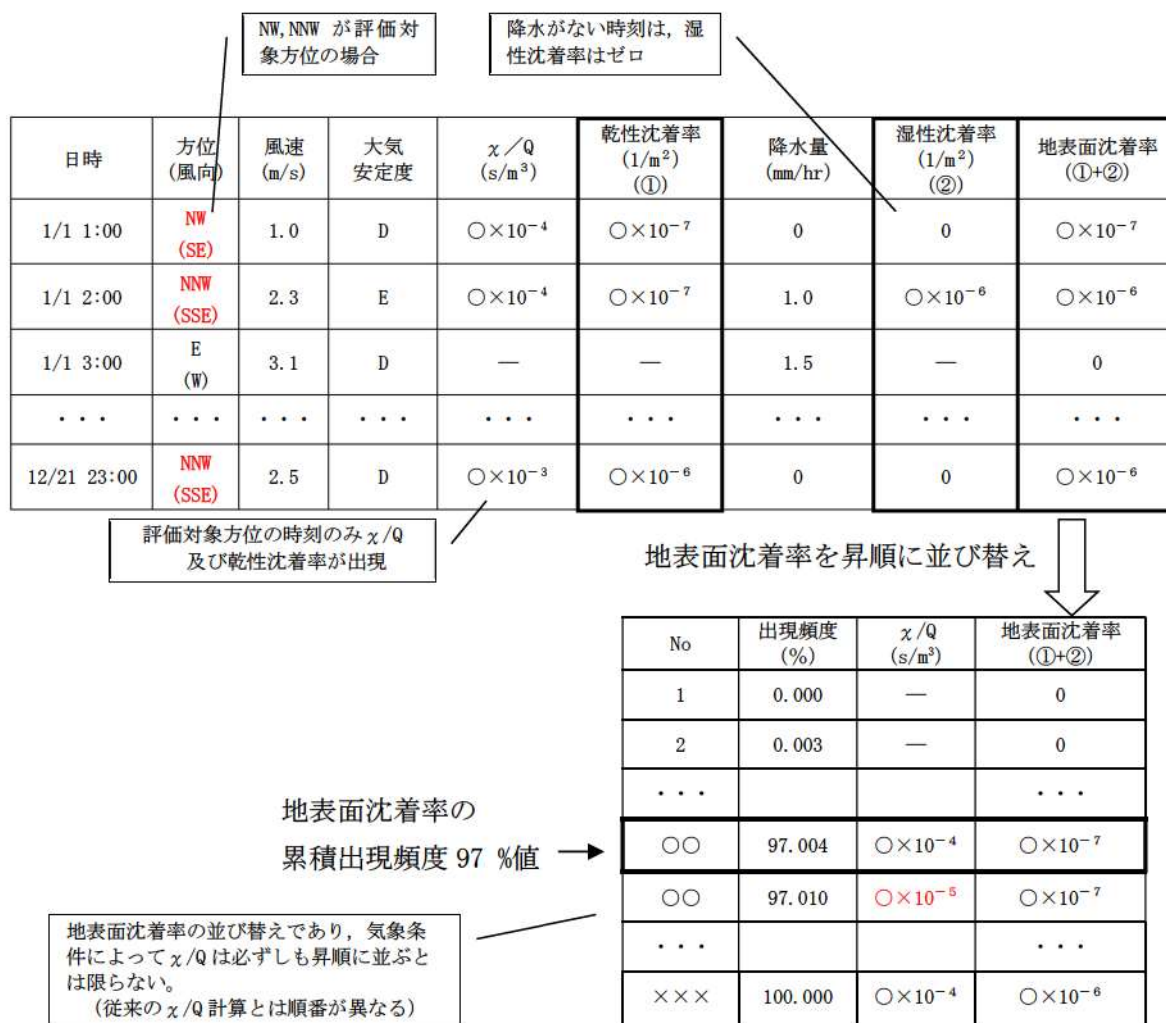
2. 地表面沈着率の累積出現頻度 97%値の求め方

地表面沈着率の累積出現頻度は、気象指針に記載されている χ/Q の累積出現頻度 97%値の求め方に基づいて計算した。具体的には以下の手順で計算を行った（第2図参照）。

(1) 各時刻における気象条件から、式①を用いて χ/Q 、乾性沈着率、湿性沈着率を1時間ごとに算出する。なお、評価対象方位以外に風が吹いた時刻については、評価方位における χ/Q がゼロとなるため、地表面沈着率（乾性沈着率+湿性沈着率）もゼロとなる。

第2図の例は、評価対象方位をNW, NNWとした場合であり、 χ/Q による乾性沈着率及び降水による湿性沈着率から地表面沈着率を算出する。評価対象方位（NW, NNW方位）以外の方位に風が吹いた時刻については、地表面沈着率はゼロとなる。

(2) 上記(1)で求めた1時間毎の地表面沈着率を値の大きさ順に並びかえ、小さいほうから数えて累積出現頻度が97%を超えたところの沈着率を、地表面沈着率の累積出現頻度97%値とする（地表面沈着率の累積出現頻度であるため、 χ/Q の累積出現頻度と異なる）。



第2図 地表面沈着率の累積出現頻度 97%値の求め方
(評価対象方位がNW, NNWの例)

シビアアクシデント時のエアロゾルの粒径について

シビアアクシデント時に原子炉格納容器内で発生する放射性物質を含むエアロゾルの粒径分布として $0.1 \mu\text{m}$ ～ $5 \mu\text{m}$ の範囲であることは、粒径分布に関して実施されている研究を基に設定している。

シビアアクシデント時には原子炉格納容器内にスプレー等による注水が実施されることから、シビアアクシデント時の粒径分布を想定し「原子炉格納容器内でのエアロゾルの挙動」及び「原子炉格納容器内の水の存在の考慮」といった観点で実施された表 1 の②、⑤に示す試験等を調査した。さらに、シビアアクシデント時のエアロゾルの粒径に対する共通的な知見とされている情報を得るために、海外の規制機関（NRC 等）や各国の合同で実施されているシビアアクシデント時のエアロゾルの挙動の試験等（表 1 の①、③、④）を調査した。以上の調査結果を表 1 に示す。

この表で整理した試験等は、想定するエアロゾル発生源、挙動範囲（原子炉格納容器、一次冷却材配管等）及び水の存在等に違いがあるが、エアロゾル粒径の範囲に大きな違いはなく、原子炉格納容器内環境でのエアロゾルの粒径はこれらのエアロゾル粒径と同等な分布範囲を持つものと推定できる。

したがって、過去の種々の調査・研究により示されている範囲をカバーする値として、 $0.1 \mu\text{m}$ ～ $5 \mu\text{m}$ の範囲のエアロゾルを想定することは妥当であると考ええる。

表 1 シビアアクシデント時のエアロゾル粒径についての文献調査結果

番号	試験名又は報告書名等	エアロゾル粒径 (μm)	備考
①	LACE LA2 ^{*1}	約 $0.5\sim 5$ (図 1 参照)	シビアアクシデント時の評価に使用されるコードでの格納容器閉じ込め機能喪失を想定した条件とした比較試験。
②	NUREG/CR-5901 ^{*2}	$0.25\sim 2.5$ (添付-1)	CV 内に水が存在し、溶融炉心を覆っている場合のスクラビング効果のモデル化を紹介したレポート。
③	AECL が実施した実験 ^{*3}	$0.1\sim 3.0$ (添付-2)	シビアアクシデント時の炉心損傷を考慮した 1 次系内のエアロゾル挙動に着目した実験。
④	PBF-SFD ^{*3}	$0.29\sim 0.56$ (添付-2)	シビアアクシデント時の炉心損傷を考慮した 1 次系内のエアロゾル挙動に着目した実験。
⑤	PHÉBUS FP ^{*3}	$0.5\sim 0.65$ (添付-2)	シビアアクシデント時の FP 挙動の実験。（左記のエアロゾル粒径は PHÉBUS FP 実験の CV 内のエアロゾル挙動に着目した実験の結果。）

参考文献

- ※1: J. H. Wilson and P. C. Arwood, Summary of Pretest Aerosol Code Calculations for LWR Aerosol Containment Experiments (LACE) LA2, ORNL
A. L. Wright, J. H. Wilson and P. C. Arwood, PRETEST AEROSOL CODE COMPARISONS FOR LWR AEROSOL CONTAINMENT TESTS LA1 AND LA2
- ※2: D. A. Powers and J. L. Sprung, NUREG/CR-5901, A Simplified Model of Aerosol Scrubbing by a Water Pool Overlying Core Debris Interacting With Concrete
- ※3: STATE-OF-THE-ART REPORT ON NUCLEAR AEROSOLS, NEA/CSNI/R (2009)5

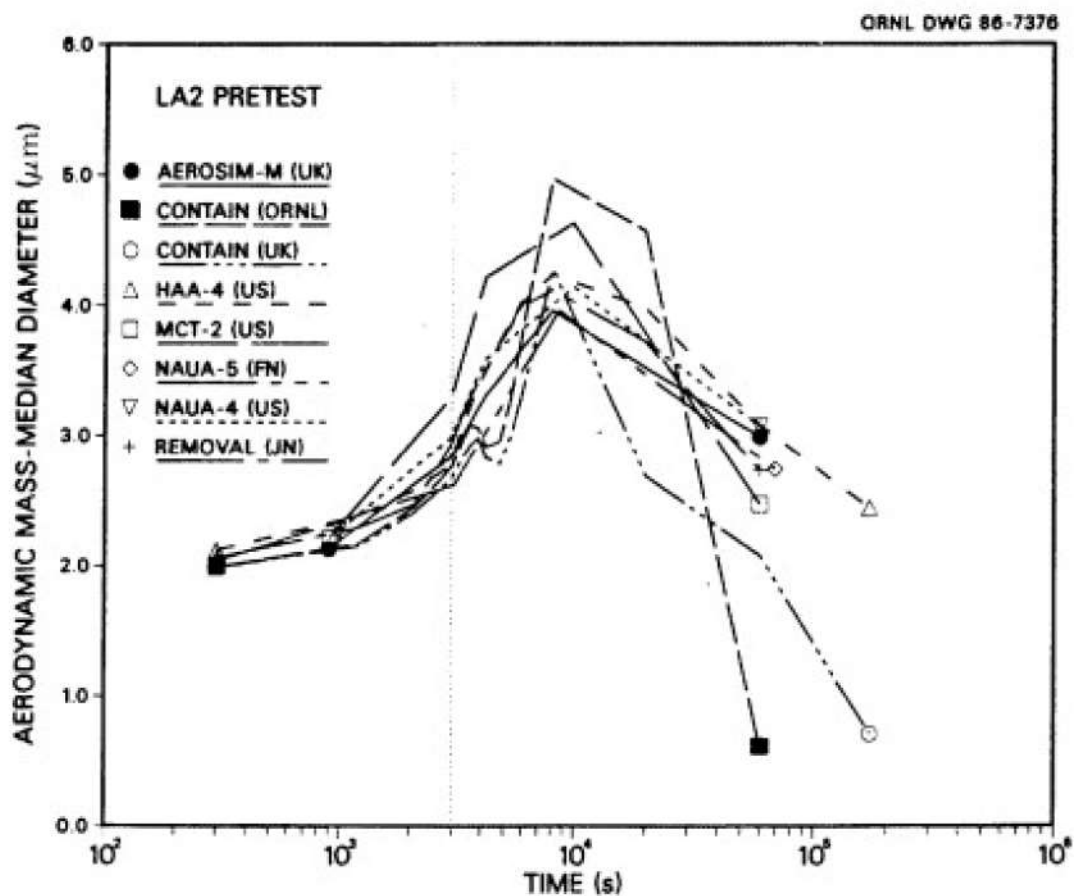


Fig. 11. LA2 pretest calculations - aerodynamic mass median diameter vs time.

第1図 LACE LA2でのコード比較試験で得られたエアロゾル粒径の時間変化グラフ

so-called "quench" temperature. At temperatures below this quench temperature the kinetics of gas phase reactions among CO, CO₂, H₂, and H₂O are too slow to maintain chemical equilibrium on useful time scales. In the sharp temperature drop created by the water pool, very hot gases produced by the core debris are suddenly cooled to temperatures such that the gas composition is effectively "frozen" at the equilibrium composition for the "quench" temperature. Experimental evidence suggest that the "quench" temperature is 1300 to 1000 K. The value of the quench temperature was assumed to be uniformly distributed over this temperature range for the calculations done here.

(6) Solute Mass. The mass of solutes in water pools overlying core debris attacking concrete has not been examined carefully in the experiments done to date. It is assumed here that the logarithm of the solute mass is uniformly distributed over the range of $\ln(0.05 \text{ g/kilogram H}_2\text{O}) = -3.00$ to $\ln(100 \text{ g/kilogram H}_2\text{O}) = 4.61$.

(7) Volume Fraction Suspended Solids. The volume fraction of suspended solids in the water pool will increase with time. Depending on the available facilities for replenishing the water, this volume fraction could become quite large. Models available for this study are, however, limited to volume fractions of 0.1. Consequently, the volume fraction of suspended solids is taken to be uniformly distributed over the range of 0 to 0.1.

(8) Density of Suspended Solids. Among the materials that are expected to make up the suspended solids are Ca(OH)₂ ($\rho = 2.2 \text{ g/cm}^3$) or SiO₂ ($\rho = 2.2 \text{ g/cm}^3$) from the concrete and UO₂ ($\rho = 10 \text{ g/cm}^3$) or ZrO₂ ($\rho = 5.9 \text{ g/cm}^3$) from the core debris or any of a variety of aerosol materials. It is assumed here that the material density of the suspended solids is uniformly distributed over the range of 2 to 6 g/cm³. The upper limit is chosen based on the assumption that suspended UO₂ will hydrate, thus reducing its effective density. Otherwise, gas sparging will not keep such a dense material suspended.

(9) Surface Tension of Water. The surface tension of the water can be increased or decreased by dissolved materials. The magnitude of the change is taken here to be $S\sigma(w)$ where S is the weight fraction of dissolved solids. The sign of the change is taken to be minus or plus depending on whether a random variable ϵ is less than 0.5 or greater than or equal to 0.5. Thus, the surface tension of the liquid is:

$$\sigma_1 = \begin{cases} \sigma(w) (1-S) & \text{for } \epsilon < 0.5 \\ \sigma(w) (1+S) & \text{for } \epsilon \geq 0.5 \end{cases}$$

where $\sigma(w)$ is the surface tension of pure water.

(10) Mean Aerosol Particle Size. The mass mean particle size for aerosols produced during melt/concrete interactions is known only for situations in which no water is present. There is reason to believe smaller particles will be produced if a water pool is present. Examination of aerosols produced during melt/concrete interactions shows that the primary particles are about 0.1 μm in diameter. Even with a water pool present, smaller particles would not be expected.

Consequently, the natural logarithm of the mean particle size is taken here to be uniformly distributed over the range from $\ln(0.25 \mu\text{m}) = -1.39$ to $\ln(2.5 \mu\text{m}) = 0.92$.

(11) Geometric Standard Deviation of the Particle Size Distribution. The aerosols produced during core debris-concrete interactions are assumed to have lognormal size distributions. Experimentally determined geometric standard deviations for the distributions in cases with no water present vary between 1.6 and 3.2. An argument can be made that the geometric standard deviation is positively correlated with the mean size of the aerosol. Proof of this correlation is difficult to marshal because of the sparse data base. It can also be argued that smaller geometric standard deviations will be produced in situations with water present. It is unlikely that data will ever be available to demonstrate this contention. The geometric standard deviation of the size distribution is assumed to be uniformly distributed over the range of 1.6 to 3.2. Any correlation of the geometric standard deviation with the mean size of the aerosol is neglected.

(12) Aerosol Material Density. Early in the course of core debris interactions with concrete, UO_2 with a solid density of around 10 g/cm^3 is the predominant aerosol material. As the interaction progresses, oxides of iron, manganese and chromium with densities of about 5.5 g/cm^3 and condensed products of concrete decomposition such as Na_2O , K_2O , Al_2O_3 , SiO_2 , and CaO with densities of 1.3 to 4 g/cm^3 become the dominant aerosol species. Condensation and reaction of water with the species may alter the apparent material densities. Coagglomeration of aerosolized materials also complicates the prediction of the densities of materials that make up the aerosol. As a result the material density of the aerosol is considered uncertain. The material density used in the calculation of aerosol trapping is taken to be an uncertain parameter uniformly distributed over the range of 1.5 to 10.0 g/cm^3 .

Note that the mean aerosol particle size predicted by the VANESA code [6] is correlated with the particle material density to the $-1/3$ power. This correlation of aerosol particle size with particle material density was taken to be too weak and insufficiently supported by experimental evidence to be considered in the uncertainty analyses done here.

(13) Initial Bubble Size. The initial bubble size is calculated from the Davidson-Schular equation:

$$D_b = \epsilon \left(\frac{6}{\pi} \right)^{1/3} \frac{V_s^{0.4}}{g^{0.2}} \text{ cm}$$

where ϵ is assumed to be uniformly distributed over the range of 1 to 1.54. The minimum bubble size is limited by the Fritz formula to be:

$$D_b = 0.0105 \Psi[\sigma_l / g(\rho_l - \rho_g)]^{1/2}$$

where the contact angle is assumed to be uniformly distributed over the range of 20 to 120° . The maximum bubble size is limited by the Taylor instability model to be:

9.2.1 *Aerosols in the RCS*

9.2.1.1 *AECL*

The experimenters conclude that spherical particles of around 0.1 to 0.3 μm formed (though their composition was not established) then these agglomerated giving rise to a mixture of compact particles between 0.1 and 3.0 μm in size at the point of measurement. The composition of the particles was found to be dominated by Cs, Sn and U; while the Cs and Sn mass contributions remained constant and very similar in mass, U was relatively minor in the first hour at 1860 K evolving to be the main contributor in the third (very approximately: 42 % U, 26 % Sn, 33 % Cs). Neither break down of composition by particle size nor statistical size information was measured.

9.2.1.2 *PBF-SFD*

Further interesting measurements for purposes here were six isokinetic, sequential, filtered samples located about 13 m from the bundle outlet. These were used to follow the evolution of the aerosol composition and to examine particle size (SEM). Based on these analyses the authors state that particle geometrical-mean diameter varied over the range 0.29-0.56 μm (elimination of the first filter due to it being early with respect to the main transient gives the range 0.32-0.56 μm) while standard deviation fluctuated between 1.6 and 2.06. In the images of filter deposits needle-like forms are seen. Turning to composition, if the first filter sample is eliminated and “below detection limit” is taken as zero, for the structural components and volatile fission products we have in terms of percentages the values given in Table 9.2-1.

9.2.2 *Aerosols in the containment*

9.2.2.1 *PHÉBUS FP*

The aerosol size distributions were fairly lognormal with an average size (AMMD) in FPT0 of 2.4 μm at the end of the 5-hour bundle-degradation phase growing to 3.5 μm before stabilizing at 3.35 μm ; aerosol size in FPT1 was slightly larger at between 3.5 and 4.0 μm . Geometric-mean diameter (d_{50}) of particles in FPT1 was seen to be between 0.5 and 0.65 μm ; a SEM image of a deposit is shown in Fig. 9.2-2. In both tests the geometric standard deviation of the lognormal distribution was fairly constant at a value of around 2.0. There was clear evidence that aerosol composition varied very little as a function of particle size except for the late settling phase of the FPT1 test: during this period, the smallest particles were found to be cesium-rich. In terms of chemical speciation, X-ray techniques were used on some deposits and there

試験の概要

試験名又は報告書名等	試験の概要
AECL が実施した実験	CANDU のジルカロイ被覆管燃料を使用した，1次系での核分裂生成物の挙動についての試験。
PBF-SFD	米国アイダホ国立工学環境研究所で実施された炉心損傷状態での燃料棒及び炉心のふるまい，核分裂生成物及び水素の放出についての試験。
PHÉBUS FP	フランスカダラッシュ研究所の PHÉBUS 研究炉で実施された，シビアアクシデント条件下での炉心燃料から1次系を経て格納容器に至るまでの核分裂生成物の挙動を調べる実機燃料を用いた総合試験。

原子炉格納容器内の冷却状況の原子炉格納容器外温度計での確認について

重大事故等発生時に、原子炉格納容器内の圧力、温度が上昇した場合における、原子炉格納容器内の冷却状況の確認方法について説明する。

1. 現状と課題

重大事故等時における原子炉格納容器内の冷却の確認については、重大事故等時において確認可能な原子炉格納容器内全体雰囲気（圧力、温度計により、確認できるようになっている。

しかしながら、よりの確に事故等対応の判断を行うためには、原子炉格納容器冷却が行われていることの確認を多様化することが望ましいことから、原子炉格納容器外に設置された温度計での原子炉格納容器冷却状況確認の可否について検討した。

泊3号炉の原子炉格納容器外温度計の現状は第1表のとおりであり、海水通水時の格納容器再循環ユニットの入口及び出口温度計だけがトレンド監視不可で、他の温度計はトレンド監視が可能である。

第1表 原子炉格納容器外温度計の現状

冷却モード	対象ヒートシンク	説明（原子炉格納容器外での温度監視方法等）
余熱除去系再循環	余熱除去冷却器 （原子炉補機冷却水冷却器）	余熱除去冷却器の入口温度及び出口温度が、トレンド監視可能。 また、原子炉補機冷却水冷却器の入口及び出口温度が、トレンド監視可能。
格納容器スプレイ系再循環	格納容器スプレイ冷却器 （原子炉補機冷却水冷却器）	格納容器スプレイ冷却器の出口温度が、トレンド監視可能。 また、原子炉補機冷却水冷却器の入口温度及び出口温度がトレンド監視可能。
格納容器再循環ユニット冷却（補機冷却水通水）	格納容器再循環ユニット （原子炉補機冷却水冷却器）	格納容器再循環ユニット入口温度及び出口温度（原子炉補機冷却水冷却器の出口及び入口温度）が、トレンド監視可能。
格納容器再循環ユニット冷却（海水）	格納容器再循環ユニット	格納容器再循環ユニット入口温度及び出口温度ともに、トレンド監視不可。

2. 対応内容

重大事故等時において、原子炉格納容器冷却状況確認は、基本的には原子炉格納容器圧力監視で対応可能であるが、それに加え、原子炉格納容器冷却状況確認手段に多様性を持たせるために、冷却不調の場合の追加対応であること及び計測が必要となるまでに時間的な裕度がある

ことを踏まえて、記録機能を備えた可搬型の温度計を配備する。測定にあたっては、格納容器再循環ユニット入口配管及び出口配管にて温度を測定する。

なお、重大事故等時の原子炉補機冷却水による自然対流冷却時に、沸騰防止のために原子炉補機冷却水サージタンクを加圧することから、既設圧力計の代替計器として可搬型の計器にてサージタンクの圧力を計測する。

3. 可搬型温度計測の概要

(1) 温度計測機器の構成

温度ロガー、温度センサー、データコレクタ（データ収集用）

(2) 温度計の仕様

測定範囲：約 200℃まで計測可能

（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）における原子炉格納容器雰囲気温度の最高値（141℃）が計測可能であり、余裕をみても十分測定可能な範囲としている。）

重量：約 100g（1台あたり）

温度センサー：配管表面に添付

SUS バンド等で配管に巻きつけ（取付け及び取外し可能。）

電源：リチウム電池（使用可能時間 約 10 ヶ月）

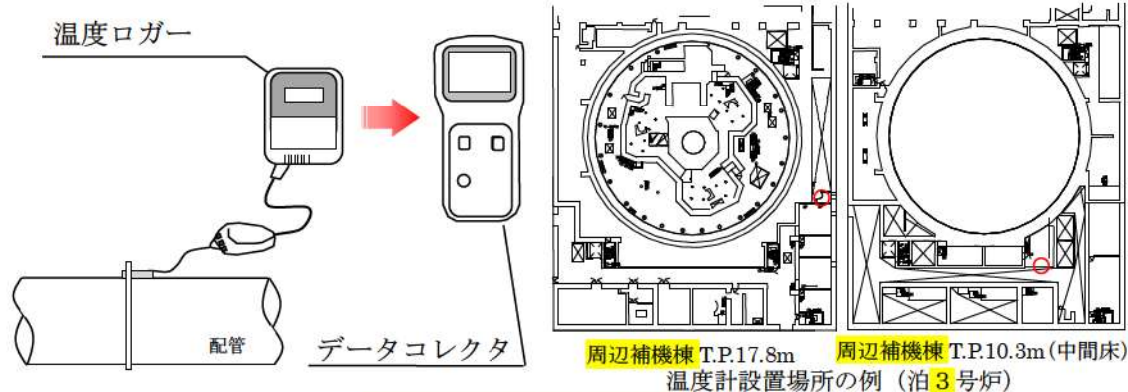
データ保有量：約 10 日分（約 1 分間隔（プラント計算機（PCCS）相当）のデータ測定及び保有が可能。）

(3) 温度計測体制

可搬型温度計測装置（格納容器再循環ユニット入口温度／出口温度）の配備に際しては、手順書を作成するとともに、必要な要員を配置し、教育及び訓練等を実施する。

具体的には、当該可搬型温度計測装置（格納容器再循環ユニット入口温度／出口温度）は可搬型大型送水ポンプ車による格納容器再循環ユニットへの海水の通水の際に使用するため、可搬型温度計測装置（格納容器再循環ユニット入口温度／出口温度）の設置は運転員にて行うこととし、社内マニュアルに反映する。

(4) 温度計取付け模式図



第1図 温度計取付け模式図

- ・現地に温度センサー及び温度ロガーを設置して温度測定を実施。
- ・データの吸い上げは現場で可能。
- ・データコレクタにより，温度のトレンドが確認可能。

4. 重大事故等時の格納容器再循環ユニット出入口温度差の監視

重大事故等時において，格納容器内自然対流冷却を実施する場合は，原子炉補機冷却水配管に温度センサーを取り付け，被ばく低減のため原子炉格納容器から離れた場所で可搬型温度計測装置（格納容器再循環ユニット入口温度／出口温度）により温度を監視し，格納容器再循環ユニットの冷却状態を確認する。

格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却を実施した場合の格納容器再循環ユニット冷却水出入口温度差を第2表に示す。また，重大事故等時の格納容器再循環ユニットの除熱性能曲線を第2図に示す。この出入口温度差と実際の出入口温度差を比較し，格納容器再循環ユニットの冷却状態を確認する。

第2表 格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却時の出入口温度

格納容器圧力	飽和蒸気温度 (°C)	除熱量 (MW/台)	冷却水流量 (m ³ /h)	出入口温度差 (°C)
0.283MPa[gage]時 (最高使用圧力時)	132	約 5.6	82	約 60
0.566MPa[gage]時 (最高使用圧力2倍)	155	約 6.5	82	約 70



第2図 重大事故等時の格納容器再循環ユニットの除熱性能曲線

: 枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

5. 原子炉補機冷却水サージタンク圧力計測の概要

原子炉補機冷却水サージタンク圧力を確認するため、既設圧力計（原子炉補機冷却水サージタンク圧力（AM用））と代替計器として可搬型の計器である原子炉補機冷却水サージタンク圧力（可搬型）にて計測する。

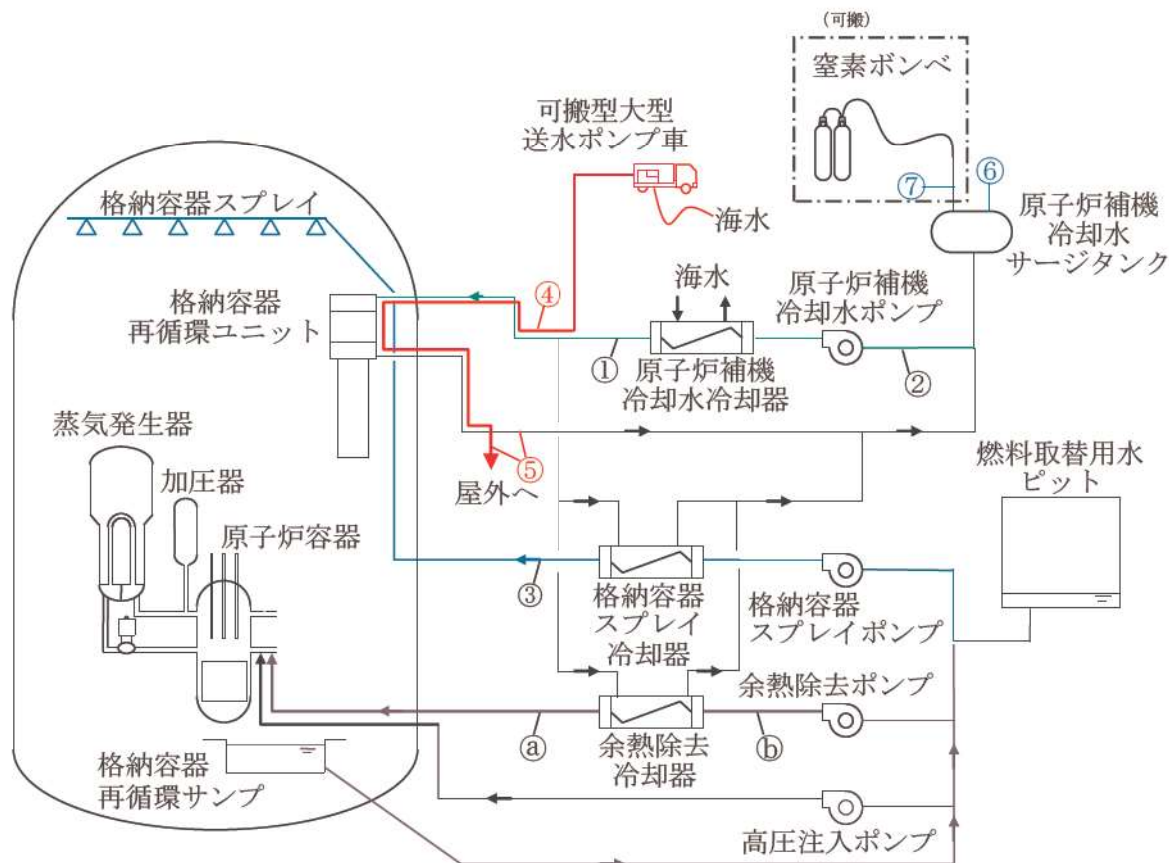
（1）計器仕様

- ・原子炉補機冷却水サージタンク圧力（AM用）
仕様（計測範囲）：0～1.0MPa[gage]
- ・原子炉補機冷却水サージタンク圧力（可搬型）
仕様（計測範囲）：0～1.0MPa[gage]
タンク加圧目標：0.28MPa[gage]

《参考図面》

○泊3号炉 温度計測計器

原子炉補機冷却水サージタンク圧力



	温度測定位置	温度確認箇所及び確認方法
①	原子炉補機冷却水冷却器出口補機冷却水	PCCS
②	原子炉補機冷却水戻り母管	PCCS
③	格納容器スプレイ冷却器出口	PCCS
④	格納容器再循環ユニット入口補機冷却水	可搬型温度計測装置（格納容器再循環ユニット入口温度／出口温度）
⑤	格納容器再循環ユニット出口補機冷却水	可搬型温度計測装置（格納容器再循環ユニット入口温度／出口温度）
㉑	余熱除去冷却器出口	PCCS
㉒	余熱除去冷却器入口	PCCS

	計器名称	確認方法
⑥	原子炉補機冷却水 サージタンク圧力（AM用）	現場指示計
⑦	原子炉補機冷却水 サージタンク圧力（可搬型）	現場指示計

炉心損傷時における原子炉格納容器破損防止等操作について

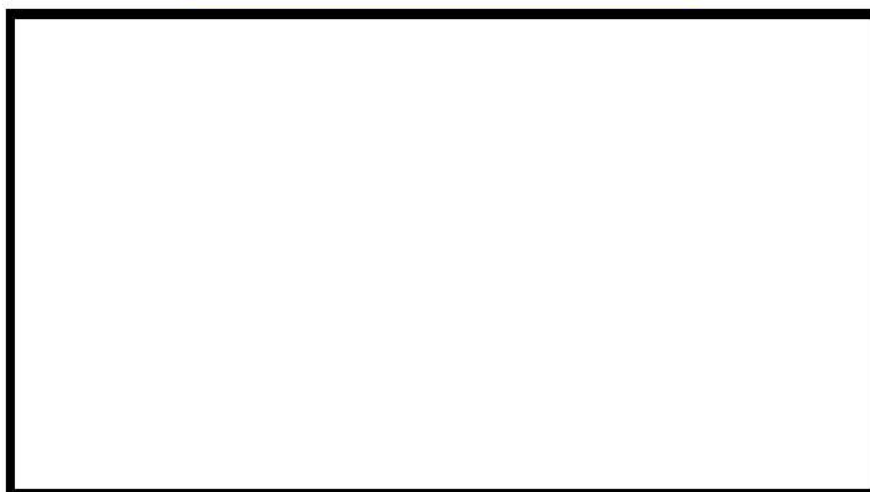
重大事故発生時は、MCCI防止のため代替格納容器スプレイポンプ等による原子炉格納容器下部への注水にて原子炉下部キャビティに注水する必要がある。さらに、原子炉格納容器（以下「C/V」という。）圧力が高い状態では、格納容器スプレイによる冷却（減圧）を実施し、海水による格納容器内自然対流冷却準備が整えば、格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却に移行する。格納容器スプレイ又は格納容器内自然対流冷却による冷却（減圧）中は、C/V圧力1Pd-0.05MPaとなれば格納容器スプレイを停止する。また、原子炉容器内に残存溶融炉心の兆候が見られた場合又は残存溶融炉心の冷却が必要な場合は、格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却に影響しない上限の高さまでC/V内へ注水する。

以下に、MCCI防止対応から残存溶融炉心冷却までの操作におけるC/V注水量の関係について整理する。

(1) 対応操作概要

各操作目的、対応操作概要及び各対応操作に対するC/V注水量の関係を示す。

	操作目的	対応操作概要	技術的能力に係る審査基準
①	MCCI防止	・代替格納容器スプレイポンプ等により原子炉格納容器下部へ注水し、格納容器再循環サンプ水位（広域）が81%になれば原子炉格納容器下部への注水を停止する。	「1.8 原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等」にて整理
②	原子炉格納容器冷却	・格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却を実施するが、C/V圧力が0.283MPa以上であれば、代替格納容器スプレイポンプ等によるスプレイも実施する。格納容器スプレイ又は格納容器内自然対流冷却による冷却中、C/V圧力が1Pd-0.05MPaまで低下すれば冷却を停止する。	「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整理
③	残存溶融炉心冷却	・原子炉格納容器冷却中に原子炉容器に残存溶融炉心の兆候 [※] が見られた場合は、原子炉格納容器水位の設定位置（格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却に影響しない上限の高さ）を上限に、残存溶融炉心の兆候が解消されるまで格納容器スプレイ又は代替格納容器スプレイによりC/V内へ注水する。 ※：兆候は、C/V圧力及び温度等の上昇により確認する。	「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整理



：枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

(2) 炉心損傷後における C/V 内の水素濃度を考慮した減圧運用について

炉心損傷時には Zr-水反応等により水素が発生することから、C/V 内を減圧する際は水素分圧の上昇による水素濃度の上昇に留意し、爆轟に至らないように配慮する必要がある。

a. 炉心損傷時の C/V 減圧運用

炉心損傷後における C/V 減圧操作時は、減圧に伴い水素濃度が高くなることから、爆轟領域である水素濃度 13 vol% (ドライ) を超えないように配慮する。

そのため、以下の水素濃度を目安に減圧運用を行う。

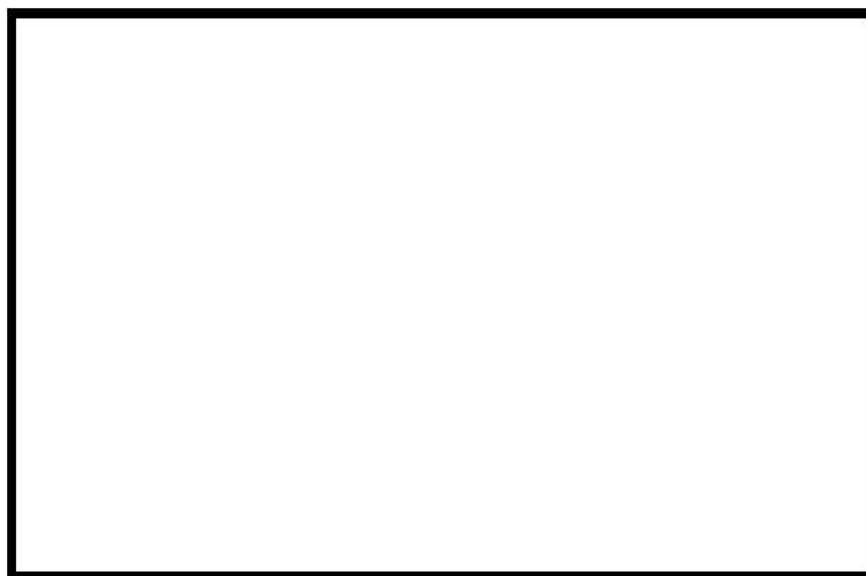
水素濃度目安 : 8 vol% (ドライ) ※


※ : ただし、減圧を継続する必要がある場合は、8 vol% (ドライ) 以上であっても操作の実効性と悪影響を評価し、減圧を継続することもある。

炉心損傷後の C/V 減圧操作については、C/V 圧力が最高使用圧力から 0.05 MPa [gage] 低下すれば停止する手順としており、この運用により図 1 に示すとおり 100% の Zr-水反応時の水素発生量を仮定した場合でも、大規模な水素燃焼の発生を防止することができる。また、水素濃度は、格納容器内水素濃度計で計測される水素濃度 (ドライ) により継続的に監視を行う運用としており、測定による水素濃度が 8 vol% (ドライ) 未満であれば減圧を継続できる。

(参考 : 図 2 に爆轟領域と可燃領域を示した空気、水素、水蒸気の 3 元図を示す。また、図 1 に 75% 及び 100% の Zr-水反応時の空気、水素、水蒸気の関係も示す。)

なお、図 1 は気体の状態方程式を用い、全炉心内のジルコニウム量の 75% 又は 100% が水と反応した場合に、C/V 内水素濃度が均一になるものとして表したものである。計算には、C/V 内の水素濃度の観点から保守的に厳しい条件を設定している。



 : 枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

(参考)

- ・可燃領域
爆轟以外の燃焼反応を起こす領域
- ・爆轟領域
強い圧力波を伴い、音速より速い速度で燃焼が伝播する爆轟燃焼が生じる領域

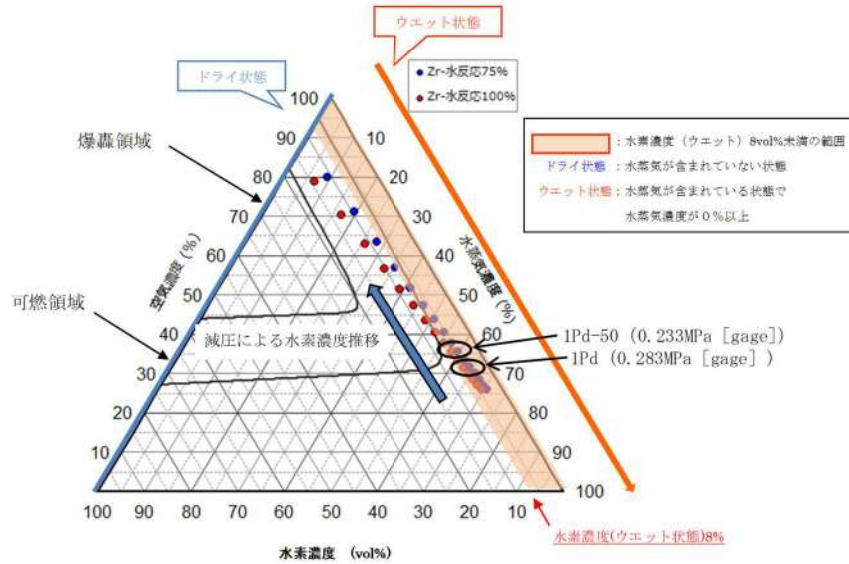
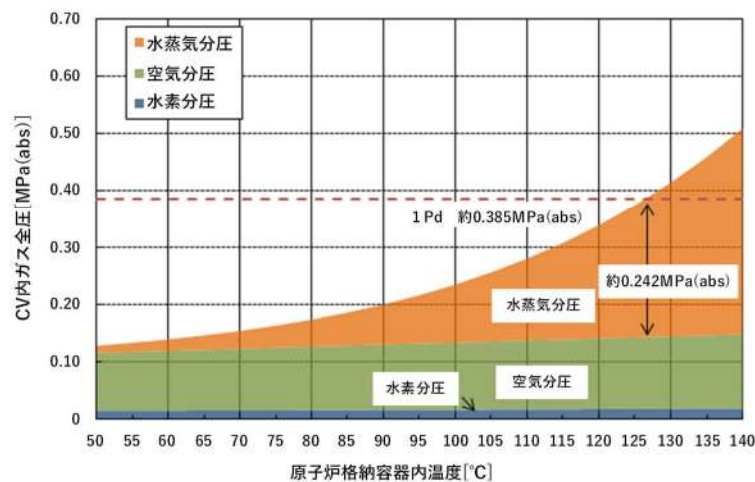


図2 空気、水素、水蒸気の3元図

図2に示した75%及び100%のZr-水反応時の空気、水素、水蒸気の関係については、C/V内を飽和状態と仮定し気体の状態方程式に基づいて図1を作図しており、図1の横軸（C/V内圧力）は、下図に示すとおり、水素と空気と水蒸気の各分圧の和になる。

ある温度における各ガスの分圧は、体積が一定の場合、各ガスのモル数に比例するため、1 Pd (0.283 MPa [gage] (0.385MPa [abs])時の水蒸気濃度63%は、C/V内ガス全圧 (0.385MPa [abs]) に対する水蒸気分圧 (0.242MPa [abs]) の比によって算出している。



(3) 原子炉格納容器内の局所的な高濃度水素による影響について

評価で想定している破断口があるBループ室及び原子炉下部キャビティでは、炉内Zr-水反応で発生した水素が破断口から放出されることにより、ウェット水素濃度が比較的高くなる。原子炉下部キャビティのウェット水素濃度は13%以上となるが、その期間は短時間であり、図4のとおり3元図の爆轟領域に達していない。

したがって、局所的な水素濃度評価においても、水素爆轟の可能性は低いと判断している。

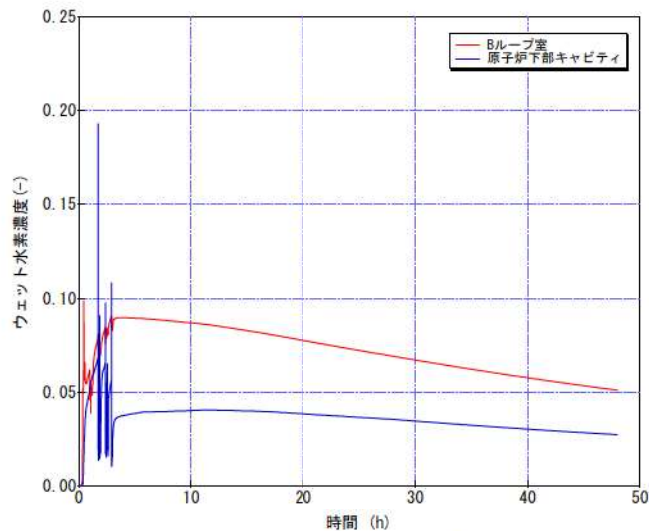


図3 水素濃度の推移

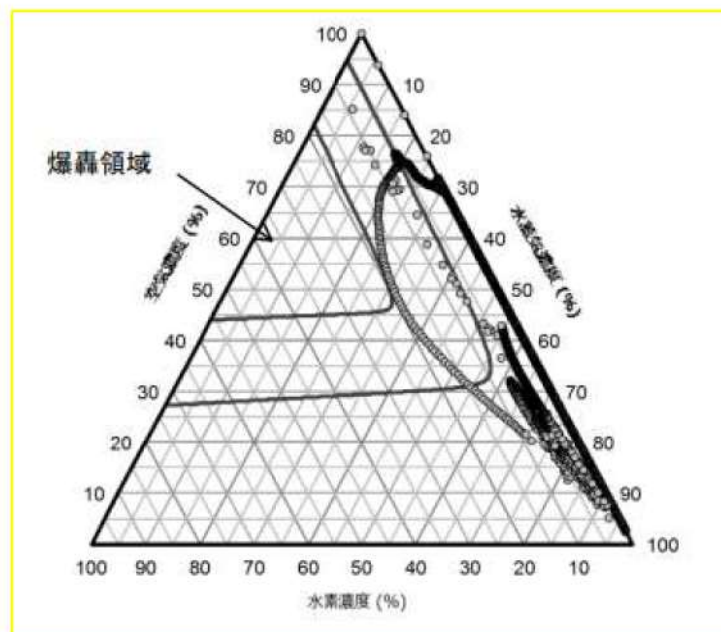


図4 原子炉下部キャビティの3元図

有効性評価 7.2.4. 水素燃焼 添付資料 7.2.4.3 「GOTHICにおける水素濃度分布の評価について」より抜粋

(4) 各対応操作時のC/V注水量管理

C/Vへの注水時は、重要機器及び重要計器の水没を防止するため、C/V内の注水量を管理する必要がある。各操作におけるC/V内注水量の管理については、以下のとおりである。

a. 原子炉格納容器下部への注水（MCCI防止）

原子炉格納容器下部への注水中は、原子炉下部キャビティ水位が必要最低水量以上になったことを原子炉下部キャビティ水位検出器により把握でき、また、格納容器再循環サンプル水位（広域）によりC/Vへの注水量を把握することができる。

b. 原子炉格納容器冷却（減圧）

原子炉格納容器冷却（減圧）中は、代替格納容器スプレイポンプ出口積算流量、燃料取替用水ピット水位等によりC/Vへの注水量を把握し、また、格納容器水位により確認することで、格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却に影響しない高さまで注水されたことを把握できる。

c. 残存溶融炉心冷却

残存溶融炉心冷却に伴うC/V注水中は、代替格納容器スプレイポンプ出口積算流量、燃料取替用水ピット水位等によりC/Vへの注水量を把握し、また、格納容器水位により確認することで、格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却に影響しない上限の高さまで注水されたことを把握できる。

(5) C/V 内の水位検知

a. 原子炉下部キャビティの水位検知

原子炉下部キャビティ水位については、C/V 最下階フロアと原子炉下部キャビティの間が連通管及び小扉を経由して原子炉下部キャビティへ流入する経路が確保されており、C/V 内の水位が T.P. 12.1m フロアを超え格納容器再循環サンプが満水となれば格納容器再循環サンプ水位計により計測が可能である。

更なる監視性向上のため、溶融炉心が原子炉容器を貫通した際の MCCI を抑制することができる水量が蓄水されていることを直接検知する電極式の水位監視装置を設置する。

検知器の設置位置は、解析によって示される MCCI を抑制するための必要水量等には不確かさが含まれるため、早期に概ね必要水量が蓄水されていることを確認する位置として、保守的に原子炉容器破損時に炉心燃料の全量(約 []) が落下した場合の早期冷却固化に必要な水量(約 []: T.P. 約 []) より 0.1m 低い T.P. 約 [] に設置する。(図 5 及び図 6 参照)

b. C/V 内の水位検知

C/V 内水位については、格納容器再循環サンプ水位計による計測に加え、代替格納容器スプレイポンプ出口積算流量計等の注水量により、C/V 内の水位が把握可能である。

更なる監視性向上のため、電極式の水位計を C/V への注水を停止する条件となる高さまで水位が到達したことを検知する位置 (T.P. []) に設置する。(図 5 参照)

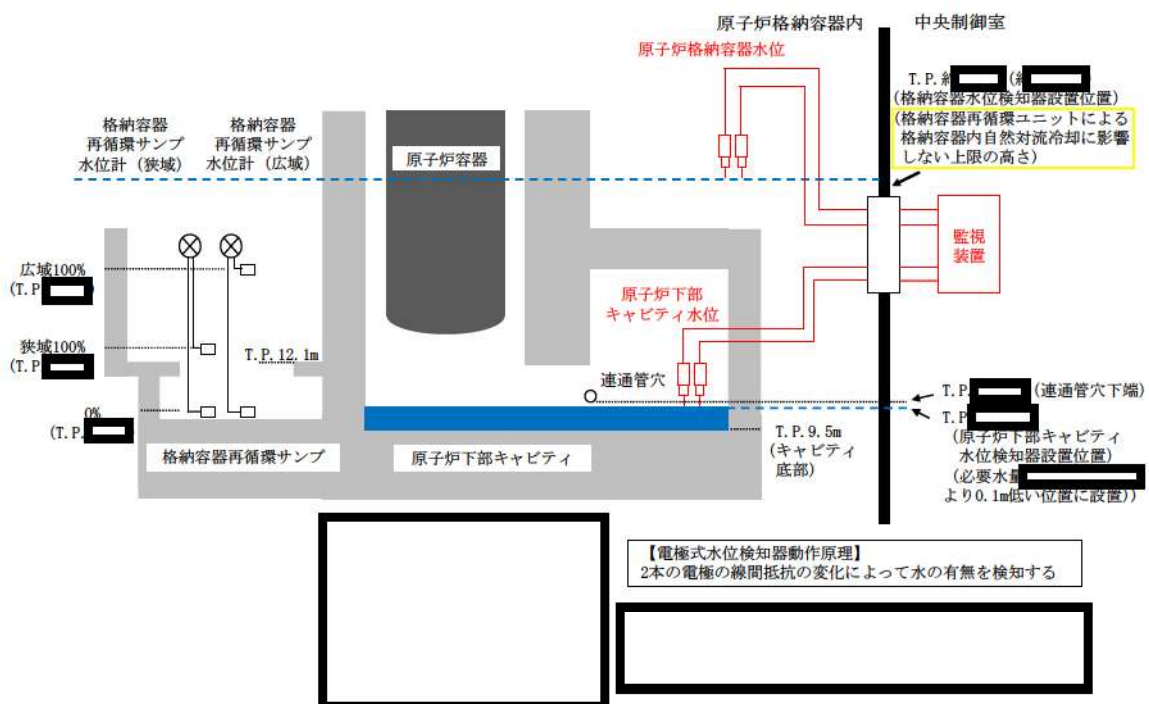



図 5 原子炉下部キャビティ水位・格納容器水位監視装置概要図

[]: 枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。



図6 原子炉格納容器内への注水量と水位の関係

 : 枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

(6) C/V 内水量と C/V 内水位の関係

C/V 内水量と C/V 内水位の関係について、以下の図のとおりである。



: 枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

(7) 格納容器圧力計が使用できない場合のスプレイ停止判断について

重大事故時は、格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却を開始すれば、格納容器スプレイを停止するが、原子炉容器内に残存溶融炉心の徴候が見られた場合又は残存溶融炉心の冷却が必要な場合は、格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却に影響しない上限の高さまでC/V内への注水を実施する。

格納容器再循環サンプル水位（広域）81%から格納容器内自然対流冷却を阻害しない水位までに設置されている格納容器圧力計4台（T.P.約 [] m）は使用できなくなるものの、2台の格納容器圧力計は格納容器再循環ユニットダクト開放部よりも高い位置（T.P.約 [] m）に設置されているためC/V圧力の監視は可能である。

また、格納容器温度計は、十分な高所（T.P.約 [] m）に設置しており、水没の可能性は極めて低く、格納容器圧力計が動作不能となった場合でも、C/V内の温度変化を監視することで、飽和蒸気圧力と飽和蒸気温度の相関関係からC/V内圧力を推定することができる。

[] : 枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

(8) 原子炉下部キャビティへの流入経路について

LOCA時のRCS破断水および原子炉格納容器に注水されたスプレイ水が原子炉下部キャビティへ流入する経路について、図7および図8に示す。

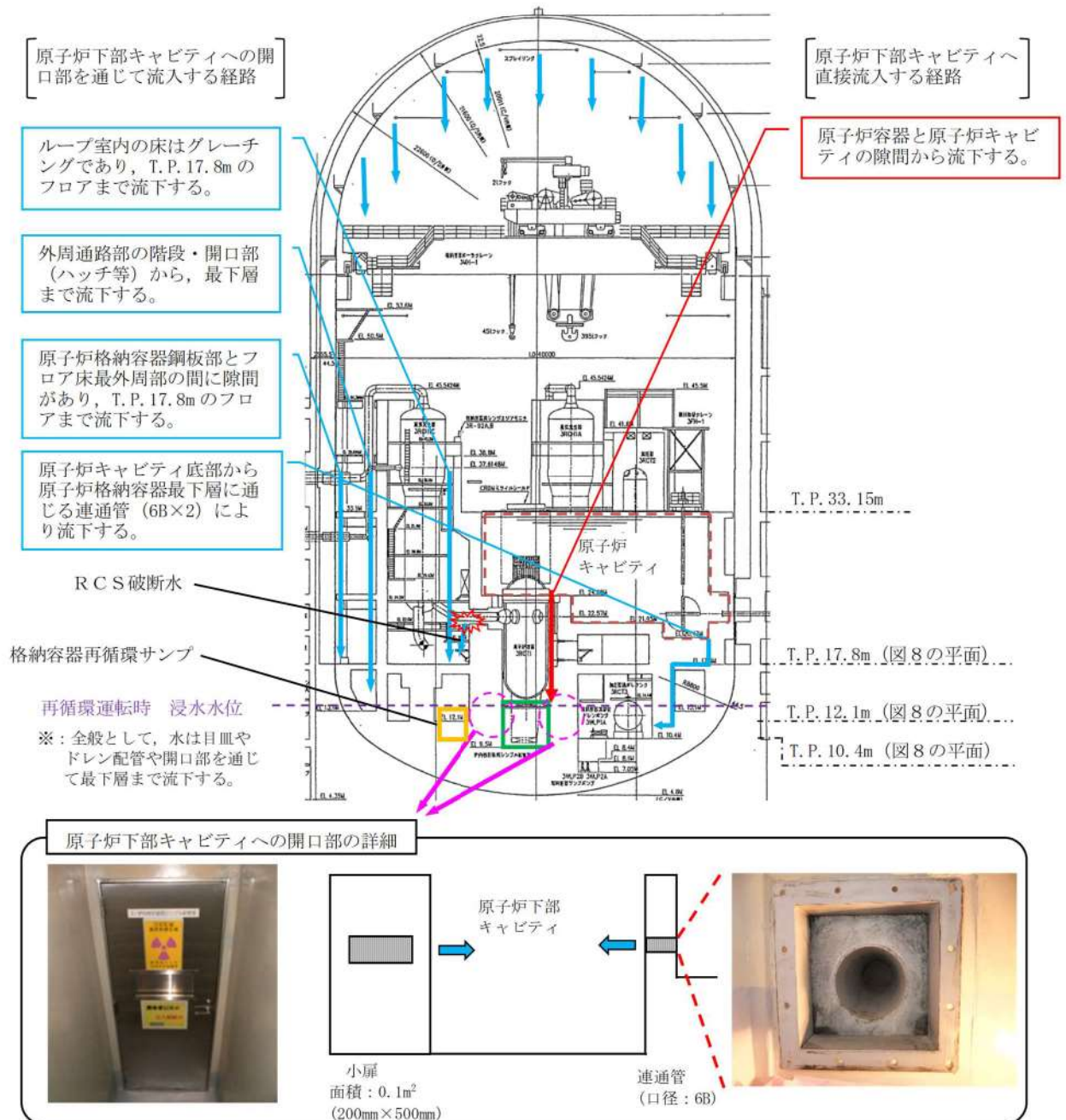


図7 スプレイ水及びRCS破断水の原子炉下部キャビティへの流入経路（断面図）

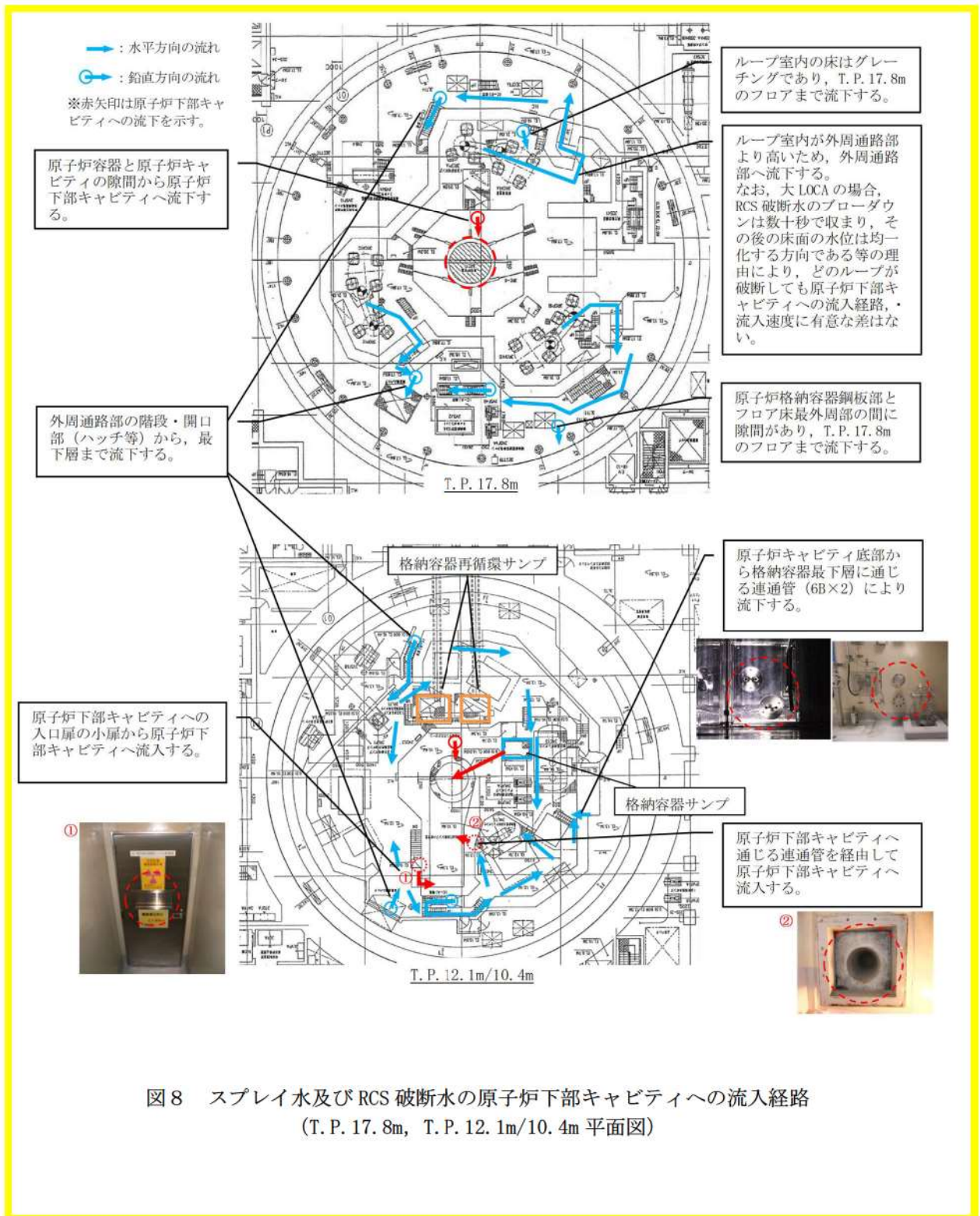
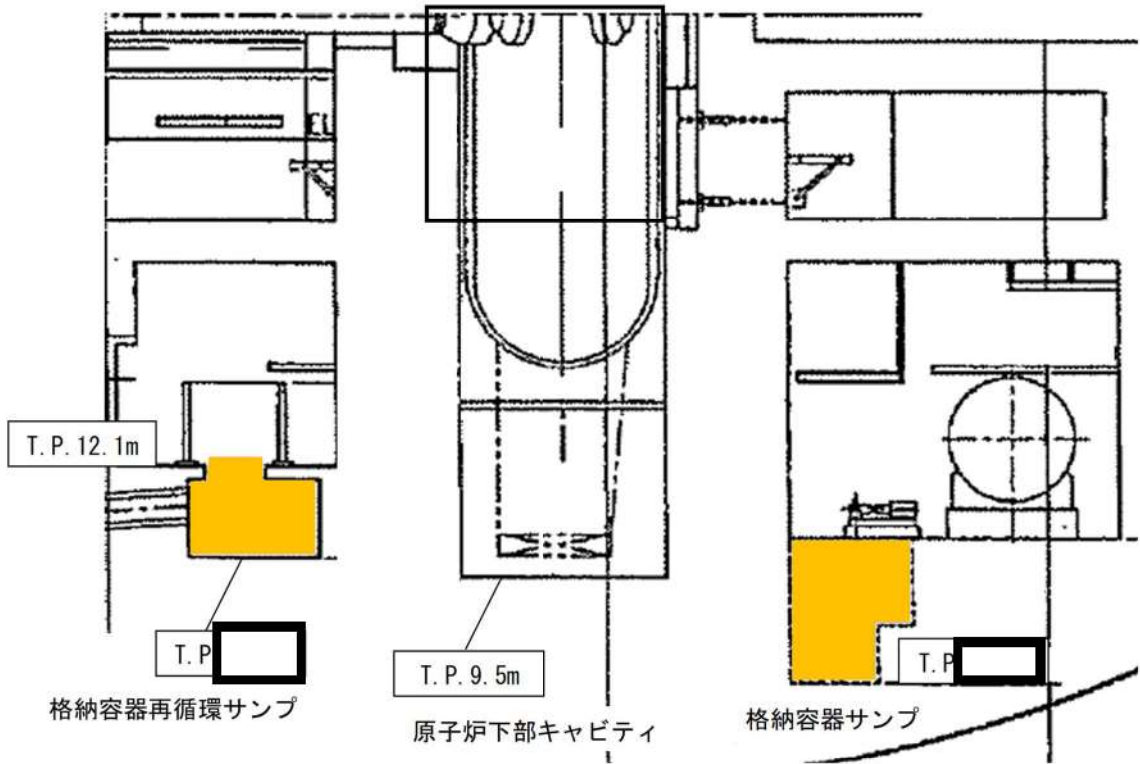


図8 スプレイ水及びRCS破断水の原子炉下部キャビティへの流入経路
 (T. P. 17.8m, T. P. 12.1m/10.4m 平面図)



	3号機
格納容器再循環サンプ容量 (2基合計)	[Redacted]
格納容器サンプ容量	

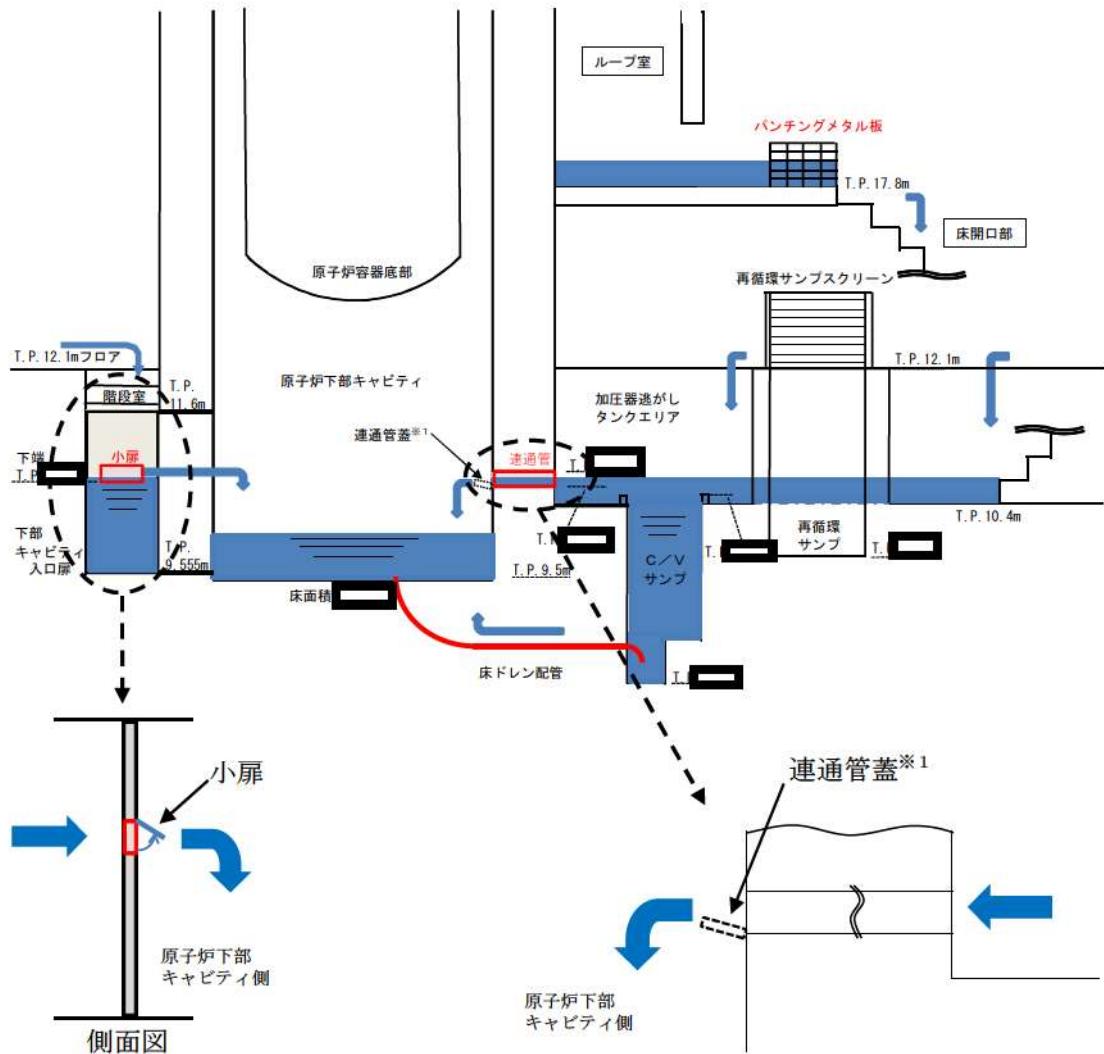
図9 原子炉格納容器内断面図

枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

1. 原子炉下部キャビティへの流入箇所

原子炉格納容器の最下階エリアからは、原子炉下部キャビティに通じる以下の開口部（連通管及び小扉）を経由して原子炉下部キャビティへ流入する。

原子炉下部キャビティに流入する経路断面概要を図 10 に、また、最下階エリア及び原子炉下部キャビティの水位と原子炉格納容器内への注水量の関係を図 11 及び図 12 に示す。



※1 通常運転時において、原子炉下部キャビティと格納容器最下階エリアの空調バランスを考慮し、連通管蓋を設置。

図10 原子炉下部キャビティまでの流入経路断面概要図

□ 枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。



図 11 原子炉格納容器内への注水量と水位の関係（既設連通管のみから流入の場合）

本関係図の設定条件は以下のとおりである。

- (a) 解析コード MAAP によれば、MCCI の発生に対してもっとも影響の大きい「大破断 LOCA+ECCS 注入失敗+格納容器スプレイ失敗」において、原子炉容器破損時（約 1.6 時間後※2）に合計 \square トン^{*2}の溶融炉心及び溶融された炉内構造物等が原子炉下部キャビティに落下するとの結果を得ている。この初期に落下する溶融炉心等の物量について、保守的に泊 3 号炉に装荷される炉心有効部の全量約 \square トンと設定し、これが原子炉下部キャビティに落下した際に蓄水した水により常温まで冷却するのに必要な水量として約 \square m³*2 とした。解析結果によれば、原子炉容器破損時（約 1.4 時間後）における原子炉下部キャビティ水量は約 \square m³（水位として約 1.5m）であり、十分な水量が確保されている。

※2 MAAP 解析では、初期炉心熱出力を 2%大きめに設定しており、また、炉心崩壊熱も大きめの発熱量で推移すると想定している。そのため、原子炉容器破損時間や溶融炉心等落下物量は実態よりも早め・大きめになり、数値は十分保守的である。

※3 初期以降に落下する溶融炉心等の冷却に必要な冷却水については、スプレイ水等により最下階に溜まった水が連通管等により適宜注水される。

- (b) 大破断 LOCA 時には短時間に大流量が原子炉格納容器内へ注水されるため、連通管を主経路として原子炉下部キャビティに通水されるため、以下については考慮しない。
- ・格納容器サンプからのドレン配管逆流による流入
 - ・原子炉容器外周隙間からの流入

\square 枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

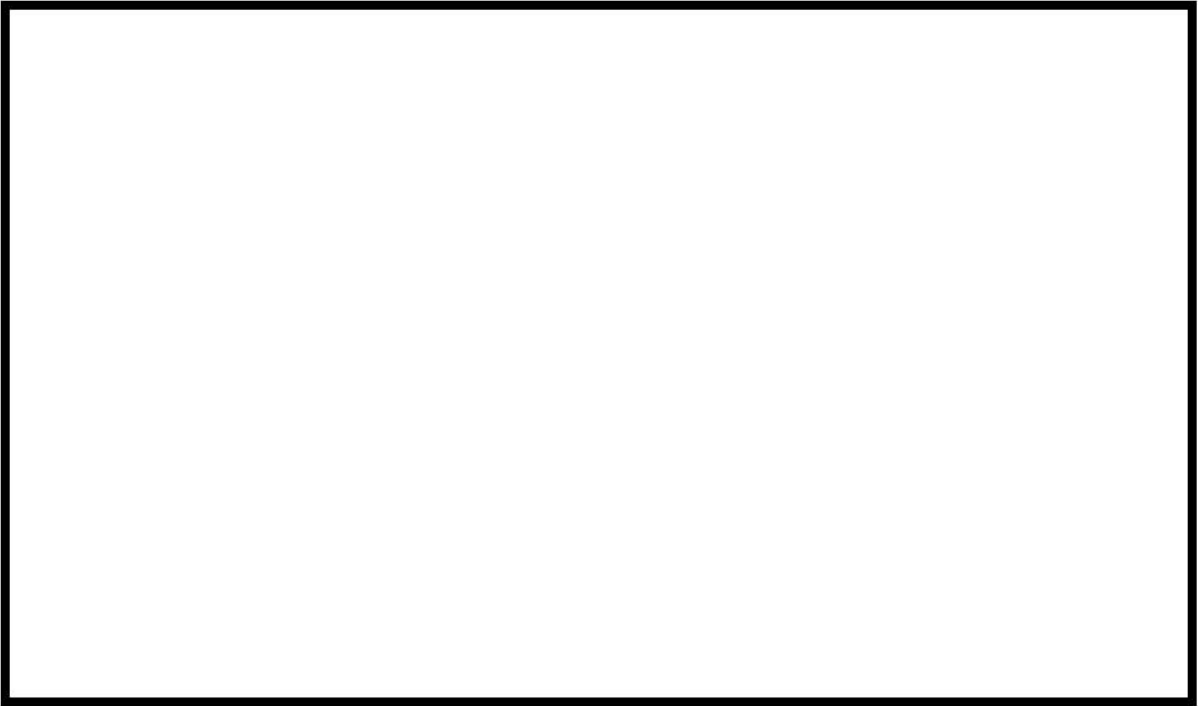


図 12 原子炉格納容器内への注水量と水位の関係（追設小扉のみから流入の場合）

本関係図の設定条件は以下のとおりである。

- (a) 熔融炉心等の物量及び必要な冷却水量の設定については、図 11 と同じ。
- (b) 追設する小扉の流入性確認のため、保守的に以下については考慮しない。
 - ・既設の連通管からの流入
 - ・格納容器サンプからのドレン配管逆流による流入
 - ・原子炉容器外周隙間からの流入
- (c) 保守的に、大破断 LOCA 時の初期の流入水（RCS 配管破断水（約 ））は、既設の連通管が設置されている加圧器逃がしタンクエリアに流入し、このうち当該エリアの容積に相当する水が滞留水になると仮定した。また加圧器逃がしタンクエリアが満水となった後にオーバーフローし、階段室及び下部キャビティに流入すると仮定した。
- (d) 実際には RCS 配管破断水及びスプレイ水は、加圧器逃がしタンクエリア（既設連通管側）及び階段室（追設小扉側）に同時に流入し、階段室（追設小扉側）にも早期に流入することから、上記は保守的な仮定である。

 枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

(1) 連通管

原子炉下部キャビティへの流入経路として、原子炉下部キャビティへの連通管を設置している。連通管は1箇所のみで MCCI 防止のために必要な原子炉下部キャビティ保有水を確保できることを確認しているが、連通管と異なる位置に小扉を設置することで流路の多重性及び多様性を持った設計とする。(図 13)

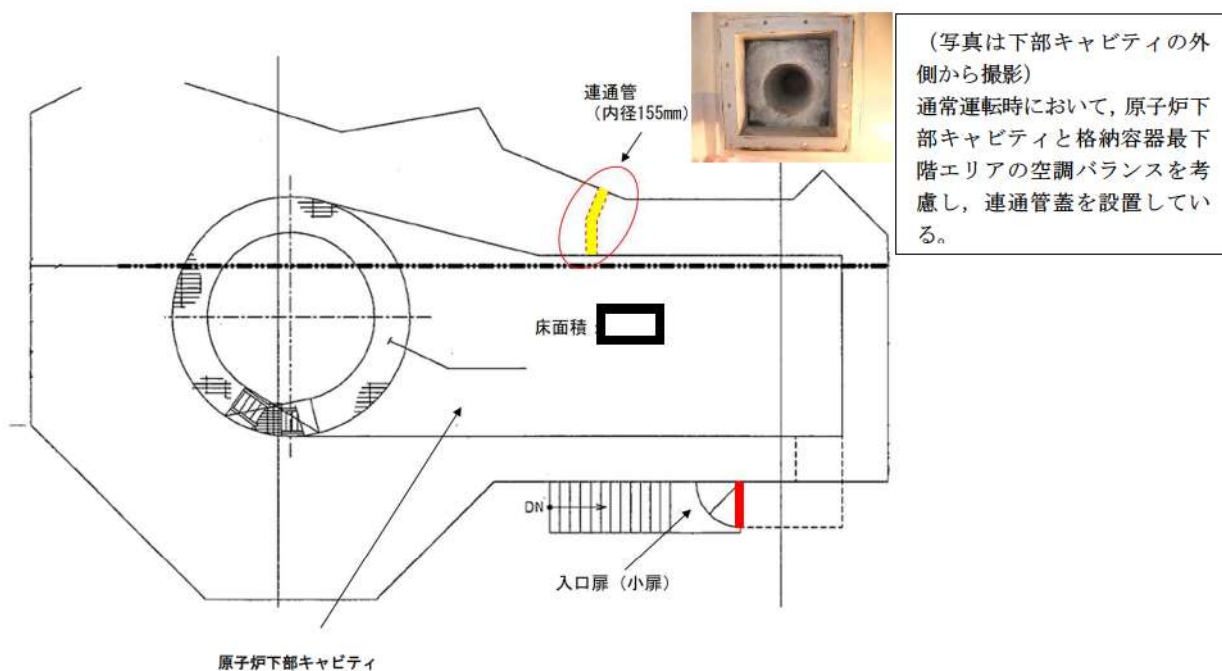


図 13 連通管設置状況

枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

(2) 小扉

連通管からの流入のみで MCCI 防止のために必要な原子炉下部キャビティ保有水を確保できることを確認しているが、原子炉下部キャビティへの水の流入経路の多重性を確保するため、原子炉下部キャビティの入口扉に開口部（小扉）を設置し、小扉からも原子炉下部キャビティへ格納容器スプレイ水が流入する。(図 14)

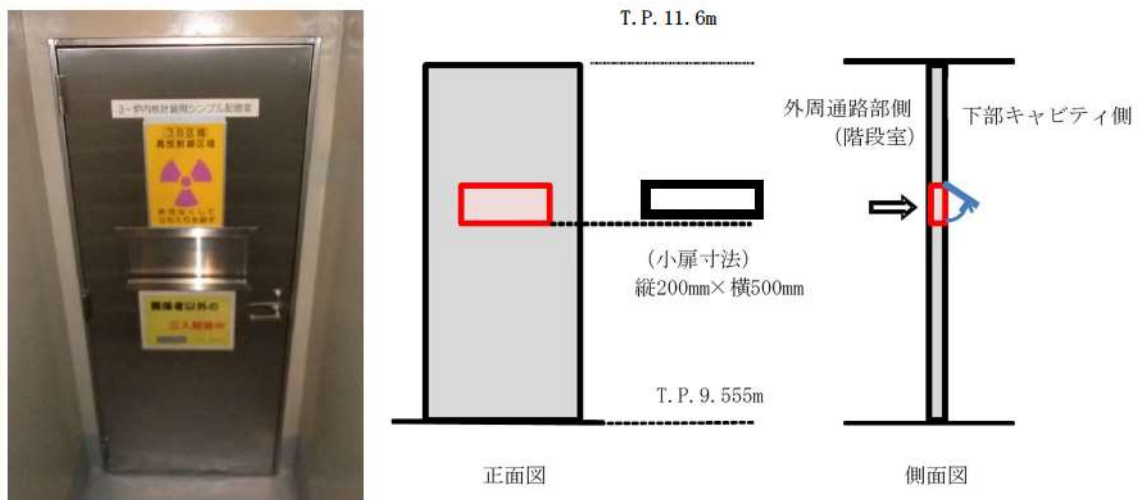


図 14 原子炉下部キャビティ入口扉小扉設置状況

■ 枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

2. 原子炉下部キャビティへの流入健全性について

(1) 原子炉下部キャビティ内側からの閉塞の可能性について

熔融炉心が原子炉下部キャビティに落下した際、熔融炉心等で連通管及び小扉が内側から閉塞しないことを以下のとおり確認した。

○ 解析コード MAAP によれば、「大破断 LOCA+ECCS 注入失敗+格納容器スプレイ失敗」において、下表に示すとおり① 熔融炉心（全量）（約 [] トン）と② 炉内構造物等約 [] トンの合計約 [] トンの熔融炉心等が、LOCA 後 3 時間までに原子炉から落下するとの結果を得ている。

○ 上記の結果に解析結果が持つ不確定性を考慮し、保守的に以下を想定して、物量が多くなるよう② 炉内構造物等の重量を約 [] トンとし、合計 [] トン分が原子炉下部キャビティに堆積することを想定する。

- ・実際に熔融が想定される箇所は、下部炉内構造物のうち、熔融炉心が下部プレナムへ落下する際に接触する構造物の表面の一部と、滞留する下部プレナム内にある構造物であり、これらは約 [] トンである。これらが多めに溶け込むことを想定して、下部炉心板以下の全構造物約 [] トンの熔融とする。
- ・原子炉容器については、クリープ破損により開口部を生じさせる形態となり、原子炉容器そのものは落下しない。（熔融炉心と接するため、微量に溶け込む。）
- ・原子炉容器下部の計装案内管については、原子炉容器との固定部が熔融されることにより、全てがその形状を保持したまま落下すること。
- ・原子炉下部キャビティにあるサポート等が全て熔融することを想定する。これらの総重量は [] トンである。

以上を全て合計した約 [] トンに対して、保守的になるように切りが良い数値として、② 炉内構造物等の重量を約 [] トンと設定した。

	構成物	材料	重量 (解析)	重量 (今回想定)	比重	体積
①	熔融炉心（全量）	U O ₂	[]	[]	約 1.1	約 1.7 m ³
		Z r O ₂			約 6	
②	炉内構造物等	S U S 3 0 4 等	[]	[]	約 8	
合計			[]	[]		

※：空隙を考慮せず。

以上のように保守的に設定した条件の場合において、原子炉下部キャビティに蓄積される熔融炉心等は約17m³となる。これら熔融炉心等が平均的に原子炉下部キャビティに堆積すると仮定した場合、原子炉下部キャビティの水平方向断面積は約 [] m²であるので、堆積高さは約 [] cmとなる。原子炉下部キャビティへの連通管まで約 [] cm以上あることから、熔融炉心等の堆積高さを多めに見た場合でも原子炉下部キャビティへの連通管及び小扉が内側から閉塞することはない。

[] 枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

(2) 原子炉下部キャビティ外側からの閉塞の可能性について

原子炉下部キャビティへの流入口である連通管と小扉は、原子炉格納容器内に発生する可能性のあるデブリにより閉塞することのない設計とする。

なお、連通管及び小扉を閉塞させる恐れのある異物は以下のとおりである。

- (a) プラント定期検査期間中に、原子炉格納容器内に検査機器等が多く持ち込まれるが、定期検査終了後、取り残された異物
- (b) 設計基準事故、重大事故等に伴い発生する異物

(a) 定期検査時に持ち込まれる異物について

①定期検査時の作業のため、一時的に使用する異物

- ・テープ
- ・プラスチック、ビニール製品
- ・ロープ
- ・ウェス、布切れ等

②対応

定期検査期間中は異物が放置されないことを目視により点検するとともに、放置された異物が発見された場合は原子炉起動までに除去する等の適切な措置を講じている。また、定期検査終了後には、異物等が残っていないことを原子炉格納容器内点検にて確認している。

引き続き、適正に異物管理を実施することで、連通管及び小扉の健全性を確保することが可能である。

(b) 設計基準事故、重大事故等に伴い発生する異物について

①想定する事故シーケンス

連通管及び小扉による原子炉下部キャビティへの流入が想定される状況は、炉心損傷時であるが、炉心損傷に至る事故シーケンスとしては、主として1次冷却材管のLOCA又は過渡事象が起因となる。そのうち発生異物量が最大となる、1次冷却材の大破断LOCAを想定して発生異物への対策を考察する。

②大破断LOCA時に発生する異物

- ・破損保温材（繊維質）：ロックウール
- ・その他粒子状異物：塗装
- ・堆積異物（繊維質，粒子）

上記異物のうち、各種保温材については、1次冷却材管の破断点を中心として想定される破損影響範囲において発生することから、ループ室内で発生する。それら以外の粒子状異物及び堆積異物に関してはループ室内外で発生する。

③対応

i. ループ室内で発生する異物への対応

大破断 LOCA 時にループ室内で発生する異物は、大部分が蒸気発生器保温材及び 1 次冷却材管保温材であり、ループ室内のグレーチングの開口部等を通じた大型保温材や、クロスオーバーレグの大型保温材が、万一連通管（内径 155mm）及び小扉（200mm×500mm）に到達することを防止するために、T.P. 17. 8m の外周通路部床面の階段開口部（2 箇所）の手摺部に、グレーチングと同程度のメッシュ間隔のパンチングメタル板を設置する。（図 15）（この他に機器搬入口の開口部が 1 箇所あり、既にグレーチングを設置している。）

保温材等の異物は、T.P. 17. 8m の外周通路部床面の階段開口部の手摺部のパンチングメタル板に至るまでにループ室各階の床グレーチングにて捕捉される。（図 16）また、ループ室床面グレーチングとパンチングメタル板の網目の大きさは同程度であり、ループ室床のグレーチングを通過した保温材等によりパンチングメタル板が閉塞することはない。また、この網目を通る異物については連通管（内径 155mm）及び小扉（200mm×500mm）を閉塞させることは考えにくい。

ii. ループ室外で発生する異物への対応

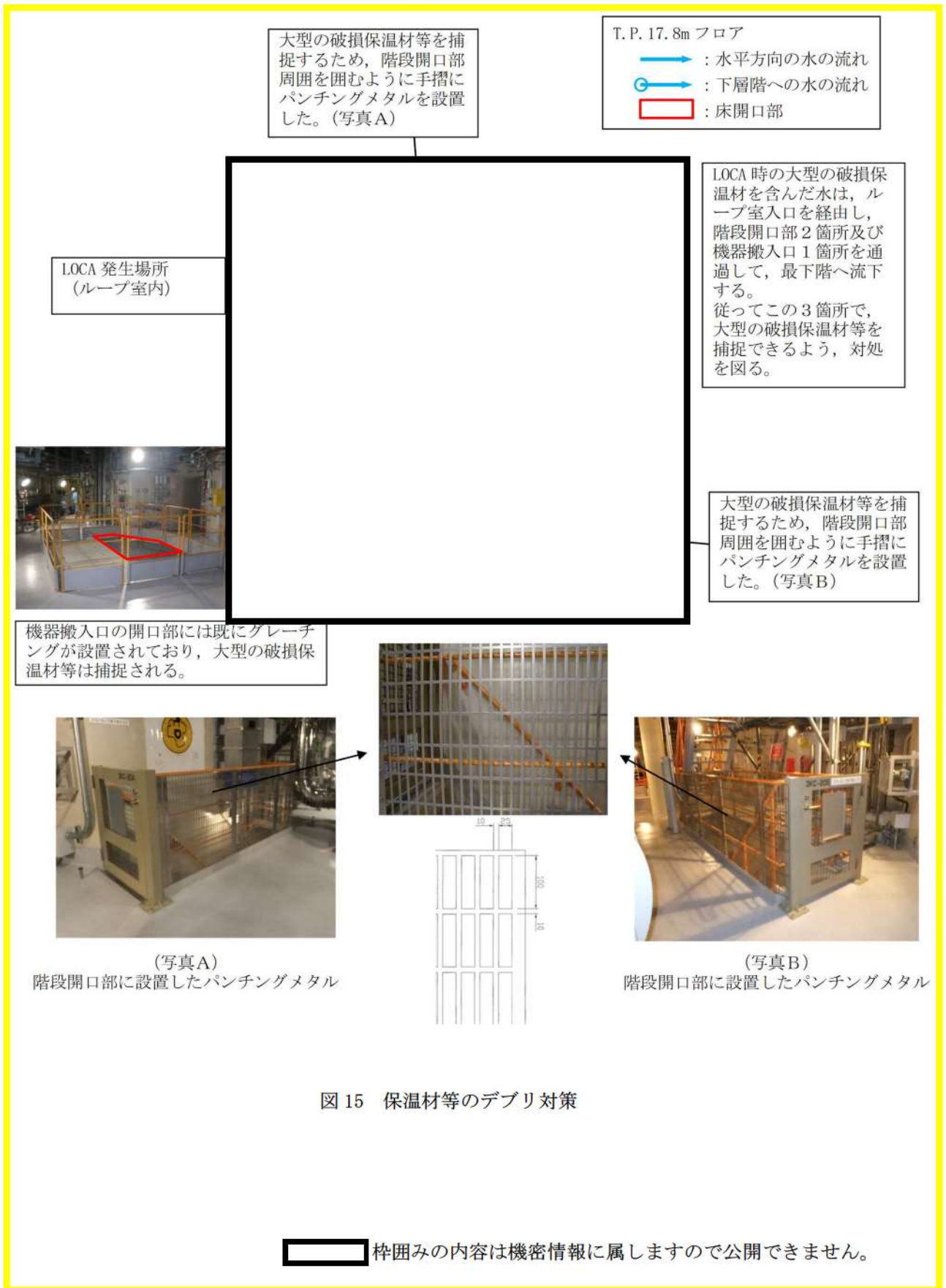
大破断 LOCA 時にループ室外で発生する異物は、塗装等の粒子状異物及び堆積異物であるが、万一、ループ室床面（T.P. 17. 8m）に落下しても、流路が複雑かつ長いこと等により、原子炉下部キャビティまで到達し難い。（図 17）更に、連通管及び小扉は原子炉格納容器最下層床面近傍に位置しており、また穴径及びサイズもそれぞれ 155mm, 200mm×500mm であることから、ループ室外で発生する塗装等の粒子状異物及び堆積異物が、連通管及び小扉を閉塞させるような大型の異物に該当するとは考えにくい。さらに、連通管（内径 155mm）と小扉（200mm×500mm）をそれぞれ設置することで多重性を持った設計としている。

(c) まとめ

プラント定期検査期間中に、原子炉格納容器内に検査機器等が多く持ち込まれるが、定期検査時及び終了後に異物が放置されていないことを目視により点検している。

設計基準事故、重大事故等に伴い発生する異物は、発生異物量が最大となる 1 次冷却材管の大破断 LOCA を想定している。連通管及び小扉を閉塞させるような大きな塊の保温材は大破断 LOCA 時にループ室で発生するものの、ループ室床面等のグレーチングで捕捉されるなど原子炉下部キャビティまで到達し難いが、さらに T.P. 17. 8m の外周通路部床面の階段開口部の手摺部にパンチングメタル板を設ける対策を講じている。さらに、原子炉下部キャビティへの流入経路は連通管（内径 155mm）と小扉（200mm×500mm）をそれぞれ設置することで多重性を確保する。

以上のことにより、原子炉下部キャビティへの流入の健全性を確保する。



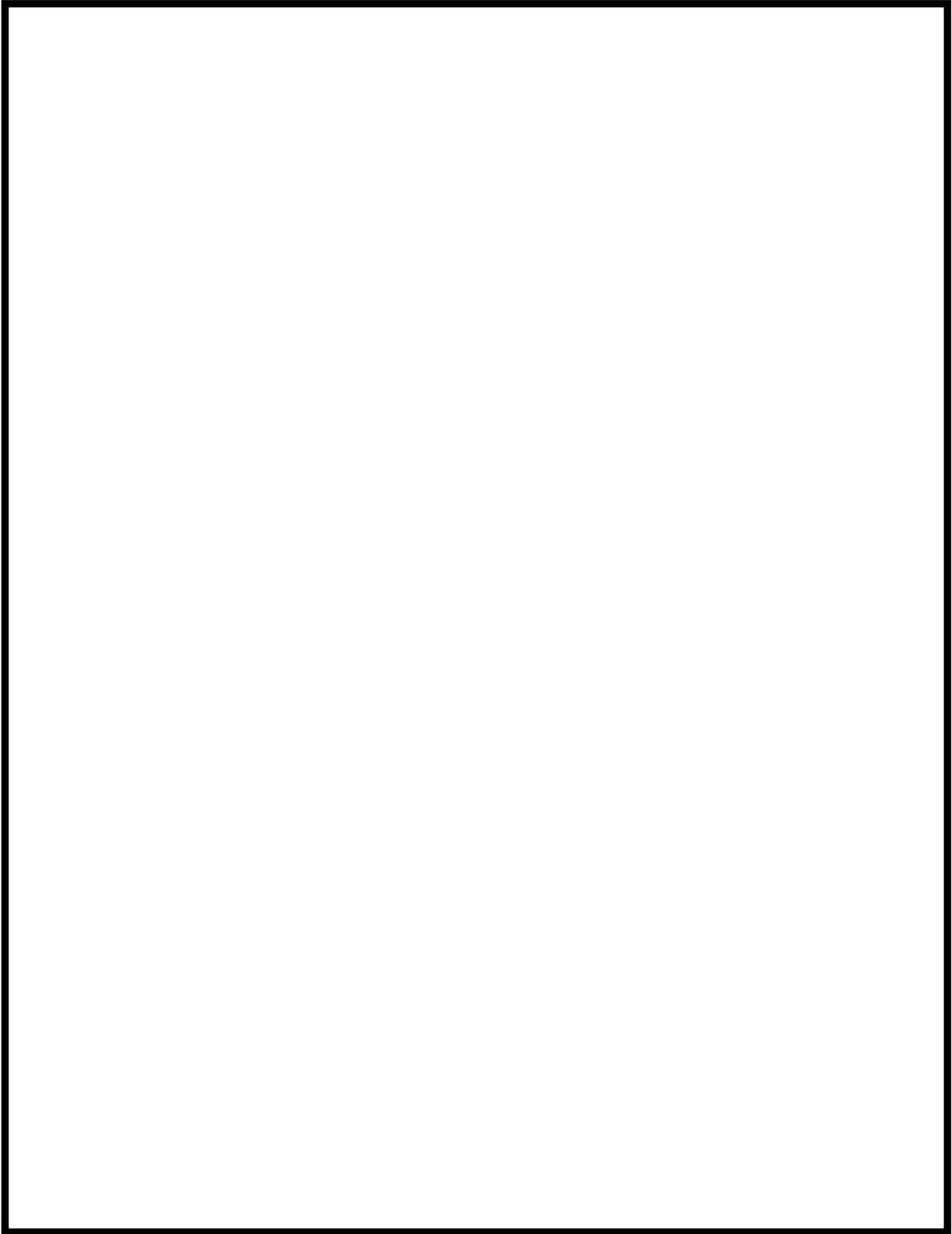



図 16 各機器とグレーチングの位置関係

 枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

3. まとめ

原子炉下部キャビティへの注水を確実にするために、以下の対策を実施する。(図 18)

① 原子炉下部キャビティへの流入経路確保

原子炉下部キャビティ入口扉に小扉を設置。

また、原子炉下部キャビティへの連通管を従来より設置している。

② 保温材等のデブリ対策

T.P. 17.8m の外周通路部床面の階段開口部（2 箇所）の手摺部にデブリ捕捉用のパンチングメタル板を設置する。

これらの対策により、以下に示す効果が期待できることから、原子炉下部キャビティへの注水を確実に実施することができる。

○大破断 LOCA により発生する保温材等のデブリは、デブリ捕捉用のパンチングメタル板及びブグレーチングにより捕捉することができるため連通管及び小扉にこれらのデブリが到達することはない。また、連通管及び小扉についてはデブリにより閉塞し難い構造であるため、外側から通水経路が閉塞することはない。

○溶融炉心等が平均的に原子炉下部キャビティに堆積することを想定した場合においても、連通管及び小扉の設置高さは堆積高さとは比べ高いことから、内側から注水経路が閉塞することはないと有効に機能する。

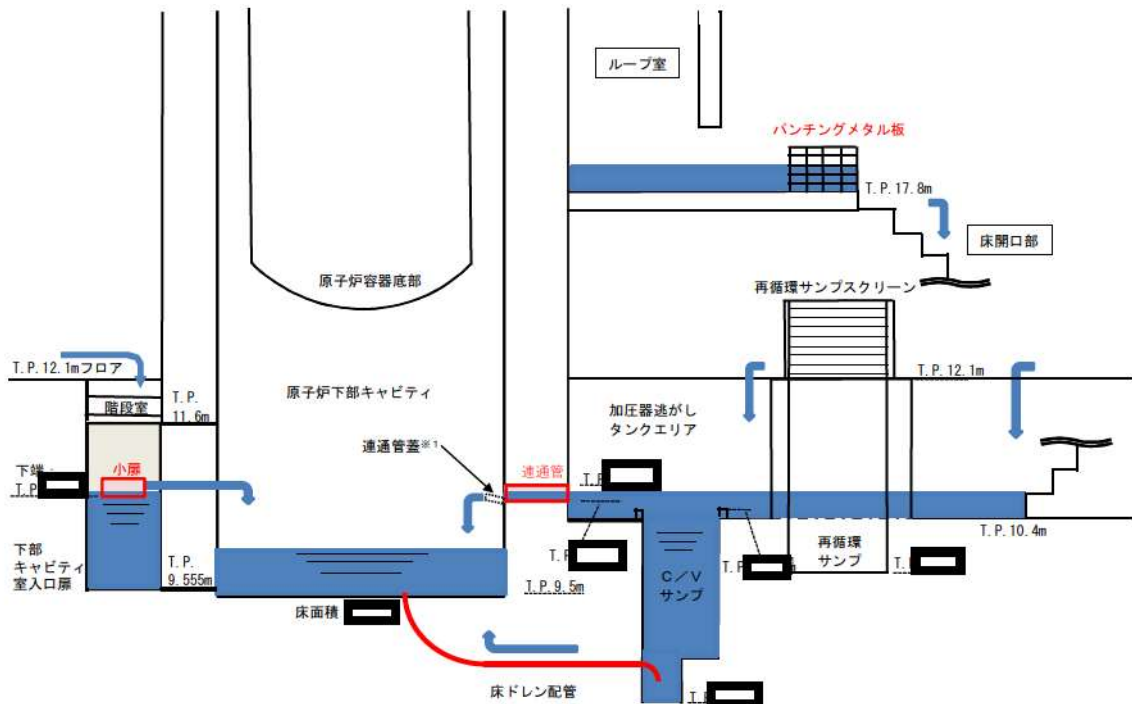


図 18 原子炉下部キャビティまでの流入経路断面図

□ 枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

原子炉下部キャビティへの蓄水時間について

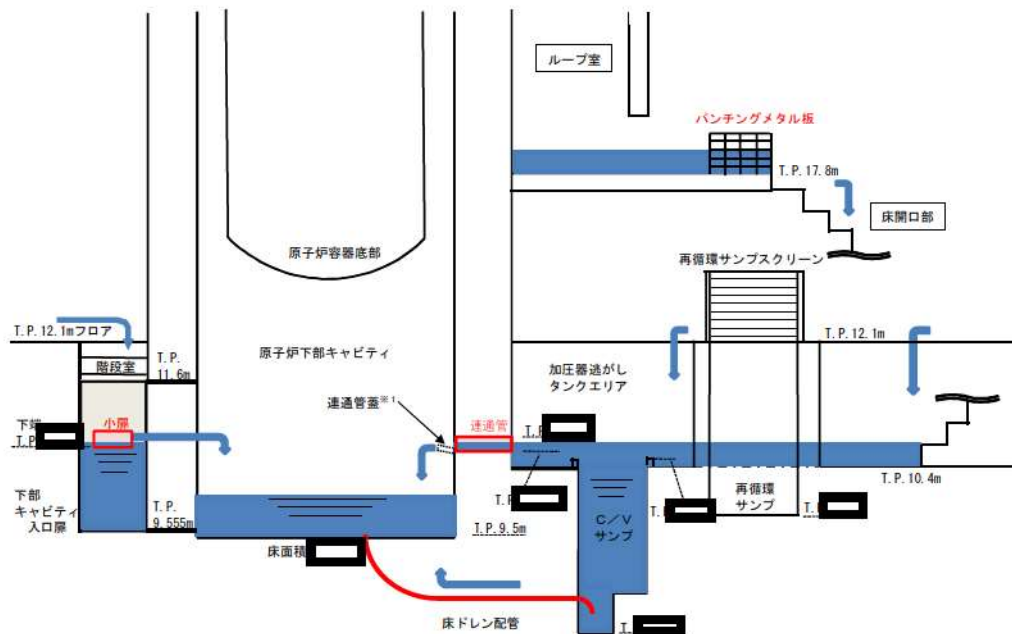
1. 原子炉下部キャビティへの流入箇所

原子炉格納容器の最下階エリアからは、図1に示すとおり原子炉下部キャビティに通じる開口部（連通管及び小扉）を經由して原子炉下部キャビティへ流入する。

図2及び図3に連通管又は小扉から原子炉下部キャビティへ流入する場合の、最下階エリア及び原子炉下部キャビティの水位と原子炉格納容器内への注水量の関係を示す。

原子炉下部キャビティに通じる開口部は2箇所（連通管及び小扉）あり、仮にどちらか一方が閉塞した場合においても、図2及び図3のとおり冷却に必要な冷却水の確保は可能である。

なお、解析コードMAAPによると、図4のとおり熔融炉心等を常温まで冷却するのに必要な水量を上回る冷却水が、原子炉容器破損時（約1.6時間後）までに確保可能である。



※1 通常運転時において、原子炉下部キャビティと格納容器最下階エリアの空調バランスを考慮し、連通管蓋を設置。

図1 原子炉下部キャビティまでの流入経路断面概要図

□ 枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。



図2 原子炉格納容器内への注水量と水位の関係（既設連通管のみから流入の場合）

本関係図の設定条件は以下のとおりである。

(a) 解析コード MAAP によれば、MCCI の発生に対してもっとも影響の大きい「大破断 LOCA+ECCS 注入失敗+格納容器スプレイ失敗」において、原子炉容器破損時（約 1.6 時間後）に合計 トン^{*2}の熔融炉心及び熔融された炉内構造物等が原子炉下部キャビティに落下するとの結果を得ている。この初期に落下する熔融炉心等の物量について、保守的に泊 3 号機に装荷される炉心有効部の全量約 トンと想定し、これが原子炉下部キャビティに落下した際に蓄水した水により常温まで冷却するのに必要な水量として約 m³^{*3}とした。

※2 MAAP 解析では、初期炉心熱出力を 2%大きめに設定しており、また、炉心崩壊熱も大きめの発熱量で推移すると想定している。そのため、原子炉容器破損時間や熔融炉心等落下物量は実態よりも早め・大きめになり、数値は十分保守的である。

※3 初期以降に落下する熔融炉心等の冷却に必要な冷却水については、スプレイ水等により最下階に溜まった水が連通管等により適宜注水される。

(b) 大破断 LOCA 時には短時間に大流量が原子炉格納容器内へ注水されるため、連通管を主経路として原子炉下部キャビティに通水されるため、以下については考慮しない。

- ・格納容器サンプからのドレン配管逆流による流入
- ・原子炉容器外周隙間からの流入

枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。



図3 原子炉格納容器内への注水量と水位の関係（追設小扉のみから流入の場合）

本関係図の設定条件は以下のとおりである。

- (a) 熔融炉心等の物量及び必要な冷却水量の設定については、図2と同じ。
- (b) 追設する小扉の流入性確認のため、保守的に以下については考慮しない。
 - ・既設の連通管からの流入
 - ・格納容器サンプからのドレン配管逆流による流入
 - ・原子炉容器外周隙間からの流入
- (c) 保守的に、大破断 LOCA 時の初期の流入水（RCS 配管破断水（約 ））は、既設の連通管が設置されている加圧器逃がしタンクエリアに流入し、このうち当該エリアの容積に相当する水が滞留水になると仮定した。また加圧器逃がしタンクエリアが満水となった後にオーバーフローし、階段室及び下部キャビティに流入すると仮定した。
- (d) 実際には RCS 配管破断水及びスプレイ水は、加圧器逃がしタンクエリア（既設連通管側）及び階段室（追設小扉側）に同時に流入し、階段室（追設小扉側）にも早期に流入することから、上記は保守的な仮定である。

 枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

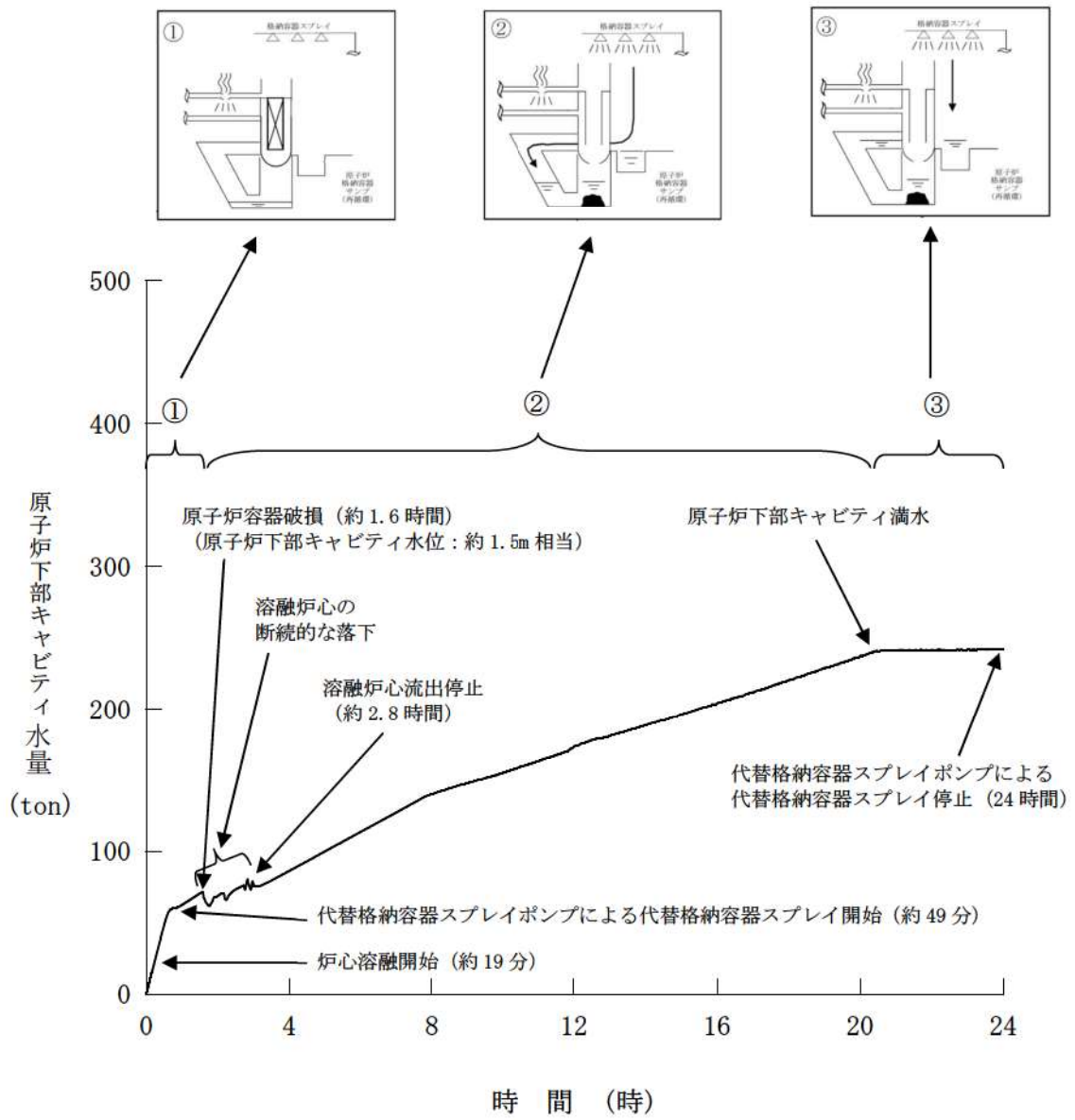


図4 原子炉下部キャビティ水量の推移

解釈一覧

1. 判断基準の解釈一覧

手順	判断基準記載内容	解釈		
1.7.2.1 原子炉格納容器の過圧破損防止のための対応手順（交流動力電源及び原子炉補機冷却機能健全時）	(1) 格納容器スプレイ a. 格納容器スプレイポンプによる原子炉格納容器内へのスプレイ	原子炉格納容器内へスプレイするために必要な燃料取替用水ビットの水位が確保されている	燃料取替用水ビット水位が <input type="checkbox"/> %以上	
	(3) 代替格納容器スプレイ a. 代替格納容器スプレイポンプによる原子炉格納容器内へのスプレイ	原子炉格納容器内へスプレイするために必要な燃料取替用水ビット等の水位が確保されている	燃料取替用水ビット水位が <input type="checkbox"/> %以上 補助給水ビット水位が <input type="checkbox"/> %以上	
		b. 電動機駆動消火ポンプ又はディーゼル駆動消火ポンプによる原子炉格納容器内へのスプレイ	ろ過水タンクの水位が確保されている	ろ過水タンク水位が1,480mm以上
		d. 代替給水ビットを水源とした可搬型大型送水ポンプ車による原子炉格納容器内へのスプレイ	代替給水ビットの水位が確保され、使用できる	代替給水ビット水位の目視による確認
		e. 原水槽を水源とした可搬型大型送水ポンプ車による原子炉格納容器内へのスプレイ	原水槽の水位が確保され、使用できる	原水槽水位の目視による確認
1.7.2.2 原子炉格納容器の過圧破損防止のための対応手順（全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能喪失時）	(2) 代替格納容器スプレイ a. 代替格納容器スプレイポンプによる原子炉格納容器内へのスプレイ	原子炉格納容器内へスプレイするために必要な燃料取替用水ビット等の水位が確保されている	燃料取替用水ビット水位が <input type="checkbox"/> %以上 補助給水ビット水位が <input type="checkbox"/> %以上	
	b. B-格納容器スプレイポンプ（自己冷却）による原子炉格納容器内へのスプレイ	原子炉格納容器内へスプレイするために必要な燃料取替用水ビットの水位が確保されている	燃料取替用水ビット水位が <input type="checkbox"/> %以上	
	c. ディーゼル駆動消火ポンプによる原子炉格納容器内へのスプレイ	原子炉格納容器内へスプレイするために必要なろ過水タンクの水位が確保されている	ろ過水タンク水位が1,480mm以上	
	e. 代替給水ビットを水源とした可搬型大型送水ポンプ車による原子炉格納容器内へのスプレイ	代替給水ビットの水位が確保され、使用できる	代替給水ビット水位の目視による確認	
	f. 原水槽を水源とした可搬型大型送水ポンプ車による原子炉格納容器内へのスプレイ	原水槽の水位が確保され、使用できる	代替給水ビット水位の目視による確認	

枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

2. 操作手順の解釈一覧

手順		操作手順記載内容	解釈
1.7.2.1 原子炉格納容器の過圧破損防止のための対応手順（交流動力電源及び原子炉補機冷却機能健全時）	(2) 格納容器内自然対流冷却	a. C、D-格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却	最高使用圧力 格納容器圧力が約 [] MPa[gage]
1.7.2.2 原子炉格納容器の過圧破損防止のための対応手順（全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能喪失時）	(1) 格納容器内自然対流冷却	a. 可搬型大型送水ポンプ車を用いたC、D-格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却	最高使用圧力 格納容器圧力が約 [] MPa[gage]

[] 枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

3. 弁番号及び弁名称一覧 (1/2)

弁番号	弁名称	操作場所
3V-CC-117A	A-余熱除去冷却器補機冷却水出口弁	中央制御室
3V-CC-117B	B-余熱除去冷却器補機冷却水出口弁	中央制御室
3V-CC-177A	A-格納容器スプレイ冷却器補機冷却水出口弁	中央制御室
3V-CC-177B	B-格納容器スプレイ冷却器補機冷却水出口弁	中央制御室
3RCV-056	原子炉補機冷却水サージタンクベント弁	中央制御室
—	原子炉補機冷却水サージタンク加圧用可搬型窒素ガスボンベ口金弁	周辺補機棟T.P. 43.6m
3V-CC-760	原子炉補機冷却水サージタンク加圧用窒素供給パネル入口弁1	周辺補機棟T.P. 43.6m
3V-CC-762	原子炉補機冷却水サージタンク加圧用窒素供給パネル入口弁2	周辺補機棟T.P. 43.6m
3V-CC-766	原子炉補機冷却水サージタンク加圧用窒素供給パネル減圧弁	周辺補機棟T.P. 43.6m
3V-CC-768	原子炉補機冷却水サージタンク加圧用窒素供給パネル出口弁	周辺補機棟T.P. 43.6m
3V-CC-004	原子炉補機冷却水サージタンク薬品添加口第2止め弁	周辺補機棟T.P. 43.6m
3V-CC-003	原子炉補機冷却水サージタンク薬品添加口第1止め弁	周辺補機棟T.P. 43.6m
3V-CC-770	原子炉補機冷却水サージタンク可搬型圧力計接続用配管窒素供給止め弁	周辺補機棟T.P. 43.6m
3V-CC-203B	C, D-C/V再循環ユニット補機冷却水入口C/V外側隔離弁	中央制御室
3V-CC-208C	C-C/V再循環ユニット補機冷却水出口C/V外側隔離弁	中央制御室, 周辺補機棟T.P. 24.8m
3V-CC-208D	D-C/V再循環ユニット補機冷却水出口C/V外側隔離弁	中央制御室, 周辺補機棟T.P. 24.8m
3V-CC-044B	原子炉補機冷却水戻り母管B側連絡弁	中央制御室
3V-CC-054C	C-原子炉補機冷却水冷却器補機冷却水出口弁	中央制御室
3V-CC-151B	B-使用済燃料ピット冷却器補機冷却水入口弁	中央制御室
3V-CC-044A	原子炉補機冷却水戻り母管A側連絡弁	中央制御室
3V-CC-054A	A-原子炉補機冷却水冷却器補機冷却水出口弁	中央制御室
3V-CC-054B	B-原子炉補機冷却水冷却器補機冷却水出口弁	中央制御室
3V-CC-151A	A-使用済燃料ピット冷却器補機冷却水入口弁	中央制御室
3V-CC-203A	A, B-C/V再循環ユニット補機冷却水入口C/V外側隔離弁	中央制御室
3V-CC-055A	原子炉補機冷却水供給母管A側連絡弁	中央制御室
3V-CC-055B	原子炉補機冷却水供給母管B側連絡弁	中央制御室
3V-CC-191	格納容器雰囲気ガスサンプル冷却器補機冷却水入口弁	周辺補機棟T.P. 24.8m
3V-CC-261A	A-サンプル冷却器補機冷却水入口弁	周辺補機棟T.P. 17.8m
3V-CC-261B	B-サンプル冷却器補機冷却水入口弁	周辺補機棟T.P. 17.8m
3V-CC-231A	B-充てんポンプ, 電動機補機冷却水A供給ライン第1切替弁	周辺補機棟T.P. 10.3m
3V-CC-232A	B-充てんポンプ, 電動機補機冷却水A供給ライン第2切替弁	周辺補機棟T.P. 10.3m
3V-CC-242A	A-充てんポンプ, 電動機補機冷却水出口弁	周辺補機棟T.P. 10.3m
3V-CC-231B	B-充てんポンプ, 電動機補機冷却水B供給ライン第1切替弁	周辺補機棟T.P. 10.3m
3V-CC-232B	B-充てんポンプ, 電動機補機冷却水B供給ライン第2切替弁	周辺補機棟T.P. 10.3m
3V-CC-242C	C-充てんポンプ, 電動機補機冷却水出口弁	周辺補機棟T.P. 10.3m

3. 弁番号及び弁名称一覧 (2/2)

弁番号	弁名称	操作場所
3V-CC-134B	B- 高圧注入ポンプ電動機補機冷却水出口弁	原子炉補助建屋T.P. -1.7m
3V-CC-140B	B- 高圧注入ポンプ, 油冷却器補機冷却水出口弁	原子炉補助建屋T.P. -1.7m
3V-CC-563	B- 格納容器スプレイポンプ補機冷却水出口止め弁	原子炉補助建屋T.P. -1.7m
3V-CC-124B	B- 余熱除去ポンプ電動機補機冷却水出口弁	原子炉補助建屋T.P. -1.7m
3V-CC-128B	B- 余熱除去ポンプ補機冷却水出口弁	原子炉補助建屋T.P. -1.7m
3V-CC-124A	A- 余熱除去ポンプ電動機補機冷却水出口弁	原子炉補助建屋T.P. -1.7m
3V-CC-128A	A- 余熱除去ポンプ補機冷却水出口弁	原子炉補助建屋T.P. -1.7m
3V-CC-184A	A- 格納容器スプレイポンプ電動機補機冷却水出口弁	原子炉補助建屋T.P. -1.7m
3V-CC-188A	A- 格納容器スプレイポンプ補機冷却水出口弁	原子炉補助建屋T.P. -1.7m
3V-CC-134A	A- 高圧注入ポンプ電動機補機冷却水出口弁	原子炉補助建屋T.P. -1.7m
3V-CC-140A	A- 高圧注入ポンプ, 油冷却器補機冷却水出口弁	原子炉補助建屋T.P. -1.7m
3V-CC-222A	A- 制御用空気圧縮装置補機冷却水入口弁	周辺補機棟T.P. 10.3m
3V-CC-222B	B- 制御用空気圧縮装置補機冷却水入口弁	周辺補機棟T.P. 10.3m
3V-CC-058	C- 原子炉補機冷却水供給母管止め弁	周辺補機棟T.P. 2.3m
3V-CC-071A	原子炉補機冷却水モニタAライン入口止め弁	周辺補機棟T.P. 2.3m
3V-CC-075A	原子炉補機冷却水モニタAライン戻り弁	周辺補機棟T.P. 2.3m
3V-CC-105A	A, B- 原子炉補機冷却水ポンプ電動機補機冷却水出口弁	周辺補機棟T.P. 2.3m
3V-CC-071B	原子炉補機冷却水モニタBライン入口止め弁	周辺補機棟T.P. 2.3m
3V-CC-075B	原子炉補機冷却水モニタBライン戻り弁	周辺補機棟T.P. 2.3m
3V-CC-105B	C, D- 原子炉補機冷却水ポンプ電動機補機冷却水出口弁	周辺補機棟T.P. 2.3m
3V-CC-020A	原子炉補機冷却水Aサージライン止め弁	周辺補機棟T.P. 43.6m
3V-CC-020B	原子炉補機冷却水Bサージライン止め弁	周辺補機棟T.P. 43.6m
3V-CC-551	D- 原子炉補機冷却水冷却器出口海水供給ライン止め弁 (SA対策)	周辺補機棟T.P. 2.3m
3V-CC-054D	D- 原子炉補機冷却水冷却器補機冷却水出口弁	中央制御室
3V-CC-557	C, D- 格納容器再循環ユニット補機冷却水排水ライン止め弁 (SA対策)	周辺補機棟T.P. 17.8m
3V-CC-559	C, D- 格納容器再循環ユニット補機冷却水排水ライン絞り弁 (SA対策)	周辺補機棟T.P. 17.8m

フォールトツリー解析の実施の考え方について

重大事故等対処のための手段及び設備の抽出に当たっては、設計基準事故対処設備の故障を想定し、その機能を代替するために、各設備が有する機能、相互関係を明確にした上で、想定する故障に対応できる対応手段及び重大事故等対処設備を選定する手法（以下「機能喪失原因対策分析」という。）を用いている。

以下に機能喪失原因対策分析の実施の考え方を整理する。

1. 機能喪失原因対策分析が必須な条文

技術的能力審査基準に要求される「設計基準事故対処設備が有する〇〇機能が喪失した場合」に対処するための手順等を整備する条文を第1表「機能喪失原因対策分析が必須な条文」に示す。

機能喪失原因対策分析は、設計基準事故対処設備が有する機能に属する設備を網羅的に抽出することができ、その弱点の把握が明確となる。これを用いて、フロントライン系（設計基準事故対処設備）及びサポート系（動力源、冷却源）の故障を想定し、各々について事故対処に有効な機能を有する代替手段を抽出した。

2. 機能喪失原因対策分析が必須でない条文

技術的能力審査基準に要求される「ある目的（〇〇するため、〇〇が必要な場合）」に対処するための手順等を整備する条文を第2表「機能喪失原因対策分析が必須でない条文」に示す。

これらの条文は、重大事故等時の個別の目的に対応する手段を抽出する。

この目的を達成するため、事故対処に有効な手段をすべて整備することとしており、重大事故等対処設備はもとより設計基準事故対処設備を含む既設設備（以下「既設設備」という。）による手段を含む。

条文要求で整備する対策を抽出する際の考え方として、条文要求を満足させるために既設設備が重大事故等時に使用可能であれば、重大事故等対処設備として整備する。また、既設設備に重大事故等対処設備としての機能が不足しているものは、その機能を付加することができれば重大事故等対処設備として整備する。条文要求を満足する既設設備がないものについては、新規に設計し重大事故等対処設備として整備する。これにより条文要求に対応できる設備を網羅することができる（第1図）。

条文要求で整備する重大事故等対処設備とは別に、自主的な対策（自主対策設備）を抽出する場合の考え方として、重大事故等対処設備に要求される機能を満足しないが、同じ目的で使用することができる手段・設備があれば、それを整備することとしている。

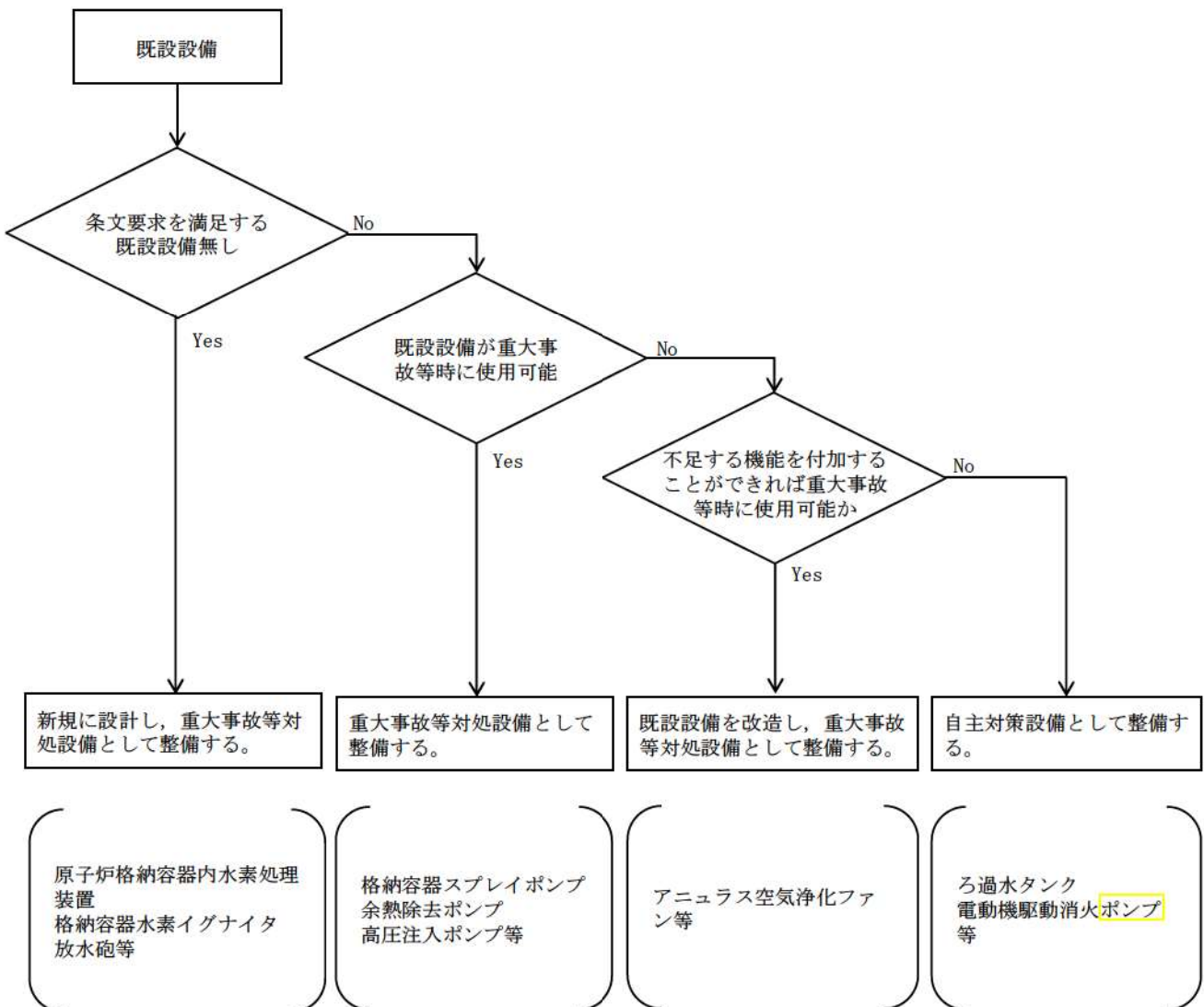
なお、重大事故等対処設備に要求される機能を満足しない主な理由としては、耐震性がないこと、容量が小さいこと、準備に時間を要すること等が挙げられる。

設備選定の考え方、その結果を第3表「機能喪失原因対策分析を用いていない条文に対する設備抽出の考え方とその結果」に示す。

第2表内の「自主的に実施した機能喪失原因対策分析」欄に「○」で示した条文は、設計基準事故対処設備が使用できない場合を想定し、機能喪失原因対策分析を実施することで抜けなく重大事故対策を抽出するために自主的に実施したものである。また、機能喪失原因対策分析を実施していない条文は、故障を想定する設計基準事故対処設備に該当する設備がないものであり、前述の考え方を基に目的に応じた対応手段を抜けなく整備する。

第1表 機能喪失原因対策分析が必須な条文

条文	設計基準事故対処設備が有する機能	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備 (代表的な設備)
1.2	高圧時の発電用原子炉の冷却	電動補助給水ポンプ, タービン動補助給水ポンプ, 直流電源
1.3	高圧時の発電用原子炉の減圧	加圧器逃がし弁, 直流電源
1.4	低圧時の発電用原子炉の冷却	余熱除去ポンプ, 高圧注入ポンプ, ディーゼル発電機
1.5	最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能	原子炉補機冷却海水ポンプ, 原子炉補機冷却水ポンプ
1.6	原子炉格納容器内の冷却機能	格納容器スプレイポンプ



第1図 機能喪失原因対策分析が必須でない条文における要求事項の設備選定の考え方

第2表 機能喪失原因対策分析が必須でない条文

条文	要求事項における手順等の目的	自主的に実施した機能喪失原因対策分析 〔実施していないものについては目的達成のための 対応手段と具体的な抽出の過程及び設備等〕
1.1	原子炉緊急停止 発電用原子炉を未臨界に移行する	○
1.7	原子炉格納容器破損防止 原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させる	原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等を整備 (1.5及び1.6で整備した原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させる格納容器スプレイポンプ及びC、D-格納容器再循環ユニット等を使用する。)
1.8	原子炉格納容器破損防止 原子炉格納容器下部に落下した熔融炉心の冷却	原子炉格納容器下部に落下した熔融炉心の冷却及び熔融炉心の原子炉格納容器下部への落下遅延・防止のための手段を整備 (1.4及び1.6で整備した発電用原子炉を冷却する手段及び原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させる手段に加え、原子炉格納容器下部に落下した熔融炉心を冷却する手段として、格納容器スプレイポンプ、余熱除去ポンプ等を使用する。)
1.9	水素爆発による原子炉格納容器破損防止	水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止する手段を整備 (原子炉格納容器内に発生する水素を水素濃度制御設備により低減する手段として、原子炉格納容器内水素処理装置等を使用する。)
1.10	水素爆発による原子炉建屋等の破損防止	水素爆発による原子炉建屋の損傷を防止するための手段を整備 (アニュラス部の水素を排出する手段として、アニュラス空気浄化ファン等を使用する。)
1.11	使用済燃料貯蔵槽の冷却，臨界防止	○
1.12	発電所外への放射性物質の拡散抑制	発電所外への放射性物質の拡散抑制，航空機燃料火災時に消火する手段を整備 (大気への放射性物質拡散抑制及び航空機燃料火災時の消火に可搬型大容量海水送水ポンプ車，化学消防自動車等を使用する。)
1.13	重大事故時に必要な水源の確保，供給	○
1.14	重大事故等発生時の必要な電力の確保	○
1.15	重大事故等対処に必要なパラメータの推定	○
1.16	中央制御室に運転員がとどまるため	中央制御室の居住性に係る手段を整備 (既存設備である中央制御室空調装置及びアニュラス空気浄化ファンに加え，酸素濃度・二酸化炭素濃度計等を使用する。)
1.17	放出される放射性物質濃度等の監視等	放射性物質の濃度及び放射線量の推定，気象条件を測定する手段を整備 (既存設備であるモニタリングポスト，気象観測設備に加え，可搬型モニタリングポスト，可搬型気象観測設備等を使用する。)
1.18	緊急時対策所に要員がとどまるため	○
1.19	通信連絡を行う必要がある場所との通信連絡	発電所内外の通信連絡するための手段を整備 (既存設備である運転指令設備，電力保安通信用電話設備に加え，衛星電話設備（固定型），衛星電話設備（携帯型）等を使用する。)

第3表 機能喪失原因対策分析を用いていない条文に対する設備抽出の考え方とその結果

(1) 1.7 原子炉格納容器の過圧破損防止

原子炉格納容器の過圧破損を防止するためには、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下する設備を選定する必要があるため、1.5及び1.6で機能喪失原因対策分析の結果抽出された原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下する設備並びに既存設備を選定する。

原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下する設備

1.5で整備した設備	1.6で整備した設備	1.7で整備した設備
-	-	格納容器スプレイポンプによる格納容器スプレイ ・格納容器スプレイポンプ ・燃料取替用水ビット ・格納容器スプレイ冷却器 ・非常用炉心冷却設備 配管・弁 ・原子炉格納容器スプレイ設備 配管・弁 ・スプレイノズル ・スプレイリング ・原子炉格納容器 ・原子炉補機冷却設備 ・非常用取水設備 ・非常用交流電源設備
-	C, D-格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却 ・C, D-格納容器再循環ユニット ・C, D-原子炉補機冷却水ポンプ ・C, D-原子炉補機冷却水冷却器 ・原子炉補機冷却水サージタンク ・原子炉補機冷却水サージタンク加圧用可搬型窒素ガスポンプ ・ホース・弁 ・C, D-原子炉補機冷却海水ポンプ ・C, D-原子炉補機冷却海水ポンプ出口ストレーナ ・C, D-原子炉補機冷却水冷却器海水入口ストレーナ ・原子炉補機冷却設備 (原子炉補機冷却水設備) 配管・弁 ・原子炉補機冷却設備 (原子炉補機冷却海水設備) 配管・弁 ・原子炉格納容器 ・非常用取水設備 ・可搬型温度計測装置 (格納容器再循環ユニット入口温度/出口温度) ・非常用交流電源設備 ・窒素供給装置	C, D-格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却 ・C, D-格納容器再循環ユニット ・C, D-原子炉補機冷却水ポンプ ・C, D-原子炉補機冷却水冷却器 ・原子炉補機冷却水サージタンク ・原子炉補機冷却水サージタンク加圧用可搬型窒素ガスポンプ ・ホース・弁 ・C, D-原子炉補機冷却海水ポンプ ・C, D-原子炉補機冷却海水ポンプ出口ストレーナ ・C, D-原子炉補機冷却水冷却器海水入口ストレーナ ・原子炉補機冷却設備 (原子炉補機冷却水設備) 配管・弁 ・原子炉補機冷却設備 (原子炉補機冷却海水設備) 配管・弁 ・原子炉格納容器 ・非常用取水設備 ・可搬型温度計測装置 (格納容器再循環ユニット入口温度/出口温度) ・非常用交流電源設備 ・窒素供給装置
-	代替格納容器スプレイポンプによる原子炉格納容器内の冷却 ・代替格納容器スプレイポンプ ・燃料取替用水ビット ・補助給水ビット ・非常用炉心冷却設備 配管・弁 ・2次冷却設備 (補助給水設備) 配管・弁 ・原子炉格納容器スプレイ設備 配管・弁 ・スプレイノズル ・スプレイリング ・原子炉格納容器 ・非常用交流電源設備 ・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替交流電源設備 ・代替所内電気設備	代替格納容器スプレイポンプによる原子炉格納容器内へのスプレイ ・代替格納容器スプレイポンプ ・燃料取替用水ビット ・補助給水ビット ・非常用炉心冷却設備 配管・弁 ・2次冷却設備 (補助給水設備) 配管・弁 ・原子炉格納容器スプレイ設備 配管・弁 ・スプレイノズル ・スプレイリング ・原子炉格納容器 ・非常用交流電源設備 ・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替交流電源設備 ・代替所内電気設備

下線部は、自主対策設備を示す

1.5で整備した設備	1.6で整備した設備	1.7で整備した設備
	<p>電動機駆動消火ポンプ又はディーゼル駆動消火ポンプによる原子炉格納容器内の冷却</p> <ul style="list-style-type: none"> 電動機駆動消火ポンプ ディーゼル駆動消火ポンプ ろ過水タンク 可搬型ホース 火災防護設備（消火栓設備）配管・弁 給水処理設備 配管・弁 原子炉格納容器スプレイ設備 配管・弁 スプレイノズル スプレイリング 原子炉格納容器 常用電源設備 非常用交流電源設備 	<p>電動機駆動消火ポンプ又はディーゼル駆動消火ポンプによる原子炉格納容器内へのスプレイ</p> <ul style="list-style-type: none"> 電動機駆動消火ポンプ ディーゼル駆動消火ポンプ ろ過水タンク 可搬型ホース 火災防護設備（消火栓設備）配管・弁 給水処理設備 配管・弁 原子炉格納容器スプレイ設備 配管・弁 スプレイノズル スプレイリング 原子炉格納容器 常用電源設備 非常用交流電源設備
	<p>海水を用いた可搬型大型送水ポンプ車による原子炉格納容器内の冷却</p> <ul style="list-style-type: none"> 可搬型大型送水ポンプ車 可搬型ホース・接続口 ホース延長・回収車（送水車用） 非常用炉心冷却設備 配管・弁 原子炉格納容器スプレイ設備 配管・弁 スプレイノズル スプレイリング 原子炉格納容器 非常用取水設備 非常用交流電源設備 常設代替交流電源設備 燃料補給設備 	<p>海水を用いた可搬型大型送水ポンプ車による原子炉格納容器内へのスプレイ</p> <ul style="list-style-type: none"> 可搬型大型送水ポンプ車 可搬型ホース・接続口 ホース延長・回収車（送水車用） 非常用炉心冷却設備 配管・弁 原子炉格納容器スプレイ設備 配管・弁 スプレイノズル スプレイリング 原子炉格納容器 非常用取水設備 非常用交流電源設備 常設代替交流電源設備 燃料補給設備
	<p>代替給水ピットを水源とした可搬型大型送水ポンプ車による原子炉格納容器内の冷却</p> <ul style="list-style-type: none"> 可搬型大型送水ポンプ車 可搬型ホース・接続口 ホース延長・回収車（送水車用） 代替給水ピット 非常用炉心冷却設備 配管・弁 原子炉格納容器スプレイ設備 配管・弁 スプレイノズル スプレイリング 原子炉格納容器 非常用交流電源設備 常設代替交流電源設備 燃料補給設備 	<p>代替給水ピットを水源とした可搬型大型送水ポンプ車による原子炉格納容器内へのスプレイ</p> <ul style="list-style-type: none"> 可搬型大型送水ポンプ車 可搬型ホース・接続口 ホース延長・回収車（送水車用） 代替給水ピット 非常用炉心冷却設備 配管・弁 原子炉格納容器スプレイ設備 配管・弁 スプレイノズル スプレイリング 原子炉格納容器 非常用交流電源設備 常設代替交流電源設備 燃料補給設備
	<p>原水槽を水源とした可搬型大型送水ポンプ車による原子炉格納容器内の冷却</p> <ul style="list-style-type: none"> 可搬型大型送水ポンプ車 可搬型ホース・接続口 ホース延長・回収車（送水車用） 原水槽 2次系純水タンク ろ過水タンク 非常用炉心冷却設備 配管・弁 原子炉格納容器スプレイ設備 配管・弁 給水処理設備配管・弁 スプレイノズル スプレイリング 原子炉格納容器 非常用交流電源設備 常設代替交流電源設備 燃料補給設備 	<p>原水槽を水源とした可搬型大型送水ポンプ車による原子炉格納容器内へのスプレイ</p> <ul style="list-style-type: none"> 可搬型大型送水ポンプ車 可搬型ホース・接続口 ホース延長・回収車（送水車用） 原水槽 2次系純水タンク ろ過水タンク 非常用炉心冷却設備 配管・弁 原子炉格納容器スプレイ設備 配管・弁 給水処理設備配管・弁 スプレイノズル スプレイリング 原子炉格納容器 非常用交流電源設備 常設代替交流電源設備 燃料補給設備

下線部は、自主対策設備を示す

1.5で整備した設備	1.6で整備した設備	1.7で整備した設備
<p>可搬型大型送水ポンプ車を用いたC, D-格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却</p> <ul style="list-style-type: none"> 可搬型大型送水ポンプ車 可搬型ホース・接続口 ホース延長・回収車(送水車用) C, D-格納容器再循環ユニット 原子炉補機冷却設備(原子炉補機冷却水設備)配管・弁 原子炉格納容器 非常用取水設備 可搬型温度計測装置(格納容器再循環ユニット入口温度/出口温度) 常設代替交流電源設備 燃料補給設備 	-	<p>可搬型大型送水ポンプ車を用いたC, D-格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却</p> <ul style="list-style-type: none"> 可搬型大型送水ポンプ車 可搬型ホース・接続口 ホース延長・回収車(送水車用) C, D-格納容器再循環ユニット 原子炉補機冷却設備(原子炉補機冷却水設備)配管・弁 原子炉格納容器 非常用取水設備 可搬型温度計測装置(格納容器再循環ユニット入口温度/出口温度) 常設代替交流電源設備 燃料補給設備
-	<p>B-格納容器スプレイポンプ(自己冷却)による原子炉格納容器内の冷却</p> <ul style="list-style-type: none"> B-格納容器スプレイポンプ 可搬型ホース 燃料取替用水ビット B-格納容器スプレイ冷却器 非常用炉心冷却設備 配管・弁 原子炉格納容器スプレイ設備 配管・弁 スプレイノズル スプレイリング 原子炉格納容器 原子炉補機冷却設備(原子炉補機冷却水設備)配管・弁 常設代替交流電源設備 	<p>B-格納容器スプレイポンプ(自己冷却)による原子炉格納容器内へのスプレイ</p> <ul style="list-style-type: none"> B-格納容器スプレイポンプ 可搬型ホース 燃料取替用水ビット B-格納容器スプレイ冷却器 非常用炉心冷却設備 配管・弁 原子炉格納容器スプレイ設備 配管・弁 スプレイノズル スプレイリング 原子炉格納容器 原子炉補機冷却設備(原子炉補機冷却水設備)配管・弁 常設代替交流電源設備
-	<p>ディーゼル駆動消火ポンプによる原子炉格納容器内の冷却</p> <ul style="list-style-type: none"> ディーゼル駆動消火ポンプ ろ過水タンク 可搬型ホース 火災防護設備(消火栓設備)配管・弁 給水処理設備 配管・弁 原子炉格納容器スプレイ設備配管・弁 スプレイノズル スプレイリング 原子炉格納容器 常設代替交流電源設備 	<p>ディーゼル駆動消火ポンプによる原子炉格納容器内へのスプレイ</p> <ul style="list-style-type: none"> ディーゼル駆動消火ポンプ ろ過水タンク 可搬型ホース 火災防護設備(消火栓設備)配管・弁 給水処理設備 配管・弁 原子炉格納容器スプレイ設備 配管・弁 スプレイノズル スプレイリング 原子炉格納容器 常設代替交流電源設備

下線部は、自主対策設備を示す

(2) 1.8 原子炉格納容器下部の溶融炉心冷却

原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心を冷却するためには、原子炉格納容器下部へ注水できる設備を選定する必要があるため、1.6 で機能喪失原因対策分析の結果抽出された原子炉格納容器下部へ注水できる設備及び既存設備を選定する。

また、溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下を遅延・防止するためには、原子炉容器へ注水できる設備を選定する必要があるため 1.4 で機能喪失原因対策分析の結果抽出された原子炉容器へ注水できる以下の設備を選定する。

①原子炉格納容器下部へ注水できる設備

1.6で整備した設備	1.8で整備した設備
—	格納容器スプレイポンプによる原子炉格納容器下部への注水 ・格納容器スプレイポンプ ・燃料取替用水ピット ・格納容器スプレイ冷却器 ・非常用炉心冷却設備 配管・弁 ・原子炉格納容器スプレイ設備 配管・弁 ・スプレイノズル ・スプレイリング ・原子炉格納容器 ・原子炉補機冷却設備 ・非常用取水設備 ・非常用交流電源設備
代替格納容器スプレイポンプによる原子炉格納容器内の冷却 ・代替格納容器スプレイポンプ ・燃料取替用水ピット ・補助給水ピット ・非常用炉心冷却設備 配管・弁 ・2次冷却設備（補助給水設備）配管・弁 ・原子炉格納容器スプレイ設備 配管・弁 ・スプレイノズル ・スプレイリング ・原子炉格納容器 ・非常用交流電源設備 ・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替交流電源設備 ・代替所内電気設備	代替格納容器スプレイポンプによる原子炉格納容器下部への注水 ・代替格納容器スプレイポンプ ・燃料取替用水ピット ・補助給水ピット ・非常用炉心冷却設備 配管・弁 ・2次冷却設備（補助給水設備）配管・弁 ・原子炉格納容器スプレイ設備 配管・弁 ・スプレイノズル ・スプレイリング ・原子炉格納容器 ・非常用交流電源設備 ・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替交流電源設備 ・代替所内電気設備
電動機駆動消火ポンプ又はディーゼル駆動消火ポンプによる原子炉格納容器内の冷却 ・ <u>電動機駆動消火ポンプ</u> ・ <u>ディーゼル駆動消火ポンプ</u> ・ <u>ろ過水タンク</u> ・ <u>可搬型ホース</u> ・ <u>火災防護設備（消火栓設備）配管・弁</u> ・ <u>給水処理設備 配管・弁</u> ・ <u>原子炉格納容器スプレイ設備 配管・弁</u> ・ <u>スプレイノズル</u> ・ <u>スプレイリング</u> ・ <u>原子炉格納容器</u> ・ <u>常用電源設備</u> ・ <u>非常用交流電源設備</u>	電動機駆動消火ポンプ又はディーゼル駆動消火ポンプによる原子炉格納容器下部への注水 ・ <u>電動機駆動消火ポンプ</u> ・ <u>ディーゼル駆動消火ポンプ</u> ・ <u>ろ過水タンク</u> ・ <u>可搬型ホース</u> ・ <u>火災防護設備（消火栓設備）配管・弁</u> ・ <u>給水処理設備 配管・弁</u> ・ <u>原子炉格納容器スプレイ設備 配管・弁</u> ・ <u>スプレイノズル</u> ・ <u>スプレイリング</u> ・ <u>原子炉格納容器</u> ・ <u>常用電源設備</u> ・ <u>非常用交流電源設備</u>

下線部は、自主対策設備を示す

1.6で整備した設備	1.8で整備した設備
<p>海水を用いた可搬型大型送水ポンプ車による原子炉格納容器内の冷却</p> <ul style="list-style-type: none"> ・<u>可搬型大型送水ポンプ車</u> ・<u>可搬型ホース・接続口</u> ・<u>ホース延長・回収車（送水車用）</u> ・<u>非常用炉心冷却設備 配管・弁</u> ・<u>原子炉格納容器スプレイ設備 配管・弁</u> ・<u>スプレイノズル</u> ・<u>スプレイリング</u> ・<u>原子炉格納容器</u> ・<u>非常用取水設備</u> ・<u>非常用交流電源設備</u> ・<u>常設代替交流電源設備</u> ・<u>燃料補給設備</u> 	<p>海水を用いた可搬型大型送水ポンプ車による原子炉格納容器下部への注水</p> <ul style="list-style-type: none"> ・<u>可搬型大型送水ポンプ車</u> ・<u>可搬型ホース・接続口</u> ・<u>ホース延長・回収車（送水車用）</u> ・<u>非常用炉心冷却設備 配管・弁</u> ・<u>原子炉格納容器スプレイ設備 配管・弁</u> ・<u>スプレイノズル</u> ・<u>スプレイリング</u> ・<u>原子炉格納容器</u> ・<u>非常用取水設備</u> ・<u>非常用交流電源設備</u> ・<u>常設代替交流電源設備</u> ・<u>燃料補給設備</u>
<p>代替給水ビットを水源とした可搬型大型送水ポンプ車による原子炉格納容器内の冷却</p> <ul style="list-style-type: none"> ・<u>可搬型大型送水ポンプ車</u> ・<u>可搬型ホース・接続口</u> ・<u>ホース延長・回収車（送水車用）</u> ・<u>代替給水ビット</u> ・<u>非常用炉心冷却設備 配管・弁</u> ・<u>原子炉格納容器スプレイ設備 配管・弁</u> ・<u>スプレイノズル</u> ・<u>スプレイリング</u> ・<u>原子炉格納容器</u> ・<u>非常用交流電源設備</u> ・<u>常設代替交流電源設備</u> ・<u>燃料補給設備</u> 	<p>代替給水ビットを水源とした可搬型大型送水ポンプ車による原子炉格納容器下部への注水</p> <ul style="list-style-type: none"> ・<u>可搬型大型送水ポンプ車</u> ・<u>可搬型ホース・接続口</u> ・<u>ホース延長・回収車（送水車用）</u> ・<u>代替給水ビット</u> ・<u>非常用炉心冷却設備 配管・弁</u> ・<u>原子炉格納容器スプレイ設備 配管・弁</u> ・<u>スプレイノズル</u> ・<u>スプレイリング</u> ・<u>原子炉格納容器</u> ・<u>非常用交流電源設備</u> ・<u>常設代替交流電源設備</u> ・<u>燃料補給設備</u>
<p>原水槽を水源とした可搬型大型送水ポンプ車による原子炉格納容器内の冷却</p> <ul style="list-style-type: none"> ・<u>可搬型大型送水ポンプ車</u> ・<u>可搬型ホース・接続口</u> ・<u>ホース延長・回収車（送水車用）</u> ・<u>原水槽</u> ・<u>2次系純水タンク</u> ・<u>ろ過水タンク</u> ・<u>非常用炉心冷却設備 配管・弁</u> ・<u>原子炉格納容器スプレイ設備 配管・弁</u> ・<u>給水処理設備配管・弁</u> ・<u>スプレイノズル</u> ・<u>スプレイリング</u> ・<u>原子炉格納容器</u> ・<u>非常用交流電源設備</u> ・<u>常設代替交流電源設備</u> ・<u>燃料補給設備</u> 	<p>原水槽を水源とした可搬型大型送水ポンプ車による原子炉格納容器下部への注水</p> <ul style="list-style-type: none"> ・<u>可搬型大型送水ポンプ車</u> ・<u>可搬型ホース・接続口</u> ・<u>ホース延長・回収車（送水車用）</u> ・<u>原水槽</u> ・<u>2次系純水タンク</u> ・<u>ろ過水タンク</u> ・<u>非常用炉心冷却設備 配管・弁</u> ・<u>原子炉格納容器スプレイ設備 配管・弁</u> ・<u>給水処理設備配管・弁</u> ・<u>スプレイノズル</u> ・<u>スプレイリング</u> ・<u>原子炉格納容器</u> ・<u>非常用交流電源設備</u> ・<u>常設代替交流電源設備</u> ・<u>燃料補給設備</u>

下線部は、自主対策設備を示す

②原子炉容器へ注水できる設備

1.4で整備した設備	1.8で整備した設備
<p style="text-align: center;">—</p>	<p>高圧注入ポンプ又は余熱除去ポンプによる原子炉容器への注水</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 高圧注入ポンプ ・ 余熱除去ポンプ ・ 余熱除去冷却器 ・ 燃料取替用水ピット ・ ほう酸注入タンク ・ 非常用炉心冷却設備 配管・弁 ・ 非常用炉心冷却設備 (高圧注入系) 配管・弁 ・ 非常用炉心冷却設備 (低圧注入系) 配管・弁 ・ 1次冷却設備 ・ 原子炉容器 ・ 原子炉補機冷却設備 ・ 非常用取水設備 ・ 非常用交流電源設備
<p>充てんポンプによる発電用原子炉の冷却</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 充てんポンプ ・ 燃料取替用水ピット ・ 再生熱交換器 ・ 非常用炉心冷却設備 配管・弁 ・ 化学体積制御設備 配管・弁 ・ 1次冷却設備 ・ 原子炉容器 ・ 原子炉補機冷却設備 ・ 非常用取水設備 ・ 非常用交流電源設備 ・ <u>ほう酸ポンプ</u> ・ <u>ほう酸タンク</u> ・ <u>1次系補給水ポンプ</u> ・ <u>1次系純水タンク</u> ・ <u>給水処理設備 配管・弁</u> ・ <u>化学体積制御設備 配管・弁</u> 	<p>充てんポンプによる原子炉容器への注水</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 充てんポンプ ・ 燃料取替用水ピット ・ 再生熱交換器 ・ 非常用炉心冷却設備 配管・弁 ・ 化学体積制御設備 配管・弁 ・ 1次冷却設備 ・ 原子炉容器 ・ 原子炉補機冷却設備 ・ 非常用取水設備 ・ 非常用交流電源設備
<p>B-格納容器スプレイポンプ (RHRS-CSS連絡ライン使用) による発電用原子炉の冷却</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ B-格納容器スプレイポンプ ・ 燃料取替用水ピット ・ B-格納容器スプレイ冷却器 ・ 非常用炉心冷却設備 配管・弁 ・ 非常用炉心冷却設備 (低圧注入系) 配管・弁 ・ 原子炉格納容器スプレイ設備 配管・弁 ・ 1次冷却設備 ・ 原子炉容器 ・ 原子炉補機冷却設備 ・ 非常用取水設備 ・ 非常用交流電源設備 	<p>B-格納容器スプレイポンプ (RHRS-CSS連絡ライン使用) による原子炉容器への注水</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ B-格納容器スプレイポンプ ・ 燃料取替用水ピット ・ B-格納容器スプレイ冷却器 ・ 非常用炉心冷却設備 配管・弁 ・ 非常用炉心冷却設備 (低圧注入系) 配管・弁 ・ 原子炉格納容器スプレイ設備 配管・弁 ・ 1次冷却設備 ・ 原子炉容器 ・ 原子炉補機冷却設備 ・ 非常用取水設備 ・ 非常用交流電源設備
<p>代替格納容器スプレイポンプによる原子炉容器への注水</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 代替格納容器スプレイポンプ ・ 燃料取替用水ピット ・ 補助給水ピット ・ 2次冷却設備 (補助給水設備) 配管・弁 ・ 非常用炉心冷却設備 配管・弁 ・ 非常用炉心冷却設備 (低圧注入系) 配管・弁 ・ 原子炉格納容器スプレイ設備 配管・弁 ・ 1次冷却設備 ・ 原子炉容器 ・ 非常用交流電源設備 ・ 常設代替交流電源設備 ・ 可搬型代替交流電源設備 ・ 代替所内電気設備 	<p>代替格納容器スプレイポンプによる原子炉容器への注水</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 代替格納容器スプレイポンプ ・ 燃料取替用水ピット ・ 補助給水ピット ・ 2次冷却設備 (補助給水設備) 配管・弁 ・ 非常用炉心冷却設備 配管・弁 ・ 非常用炉心冷却設備 (低圧注入系) 配管・弁 ・ 原子炉格納容器スプレイ設備 配管・弁 ・ 1次冷却設備 ・ 原子炉容器 ・ 非常用交流電源設備 ・ 常設代替交流電源設備 ・ 可搬型代替交流電源設備 ・ 代替所内電気設備

下線部は、自主対策設備を示す

1.4で整備した設備	1.8で整備した設備
<p>電動機駆動消火ポンプ又はディーゼル駆動消火ポンプによる発電用原子炉の冷却</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ <u>電動機駆動消火ポンプ</u> ・ <u>ディーゼル駆動消火ポンプ</u> ・ <u>ろ過水タンク</u> ・ <u>可搬型ホース</u> ・ <u>火災防護設備（消火栓設備）配管・弁</u> ・ <u>給水処理設備 配管・弁</u> ・ <u>非常用炉心冷却設備（低圧注入系）配管・弁</u> ・ <u>原子炉格納容器スプレイ設備 配管・弁</u> ・ <u>1次冷却設備</u> ・ <u>原子炉容器</u> ・ <u>常用電源設備</u> 	<p>電動機駆動消火ポンプ又はディーゼル駆動消火ポンプによる原子炉容器への注水</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ <u>電動機駆動消火ポンプ</u> ・ <u>ディーゼル駆動消火ポンプ</u> ・ <u>ろ過水タンク</u> ・ <u>可搬型ホース</u> ・ <u>火災防護設備（消火栓設備）配管・弁</u> ・ <u>給水処理設備 配管・弁</u> ・ <u>非常用炉心冷却設備（低圧注入系）配管・弁</u> ・ <u>原子炉格納容器スプレイ設備 配管・弁</u> ・ <u>1次冷却設備</u> ・ <u>原子炉容器</u> ・ <u>常用電源設備</u>
<p>海水を用いた可搬型大型送水ポンプ車による発電用原子炉の冷却</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ <u>可搬型大型送水ポンプ車</u> ・ <u>可搬型ホース・接続口</u> ・ <u>ホース延長・回収車（送水車用）</u> ・ <u>非常用炉心冷却設備 配管・弁</u> ・ <u>非常用炉心冷却設備（低圧注入系）配管・弁</u> ・ <u>原子炉格納容器スプレイ設備 配管・弁</u> ・ <u>1次冷却設備</u> ・ <u>原子炉容器</u> ・ <u>非常用取水設備</u> ・ <u>燃料補給設備</u> 	<p>海水を用いた可搬型大型送水ポンプ車による原子炉容器への注水</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ <u>可搬型大型送水ポンプ車</u> ・ <u>可搬型ホース・接続口</u> ・ <u>ホース延長・回収車（送水車用）</u> ・ <u>非常用炉心冷却設備 配管・弁</u> ・ <u>非常用炉心冷却設備（低圧注入系）配管・弁</u> ・ <u>原子炉格納容器スプレイ設備 配管・弁</u> ・ <u>1次冷却設備</u> ・ <u>原子炉容器</u> ・ <u>非常用取水設備</u> ・ <u>燃料補給設備</u>
<p>代替給水ピットを水源とした可搬型大型送水ポンプ車による発電用原子炉の冷却</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ <u>可搬型大型送水ポンプ車</u> ・ <u>可搬型ホース・接続口</u> ・ <u>ホース延長・回収車（送水車用）</u> ・ <u>代替給水ピット</u> ・ <u>非常用炉心冷却設備 配管・弁</u> ・ <u>非常用炉心冷却設備（低圧注入系）配管・弁</u> ・ <u>原子炉格納容器スプレイ設備 配管・弁</u> ・ <u>1次冷却設備</u> ・ <u>原子炉容器</u> ・ <u>燃料補給設備</u> 	<p>代替給水ピットを水源とした可搬型大型送水ポンプ車による原子炉容器への注水</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ <u>可搬型大型送水ポンプ車</u> ・ <u>可搬型ホース・接続口</u> ・ <u>ホース延長・回収車（送水車用）</u> ・ <u>代替給水ピット</u> ・ <u>非常用炉心冷却設備 配管・弁</u> ・ <u>非常用炉心冷却設備（低圧注入系）配管・弁</u> ・ <u>原子炉格納容器スプレイ設備 配管・弁</u> ・ <u>1次冷却設備</u> ・ <u>原子炉容器</u> ・ <u>燃料補給設備</u>
<p>原水槽を水源とした可搬型大型送水ポンプ車による発電用原子炉の冷却</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ <u>可搬型大型送水ポンプ車</u> ・ <u>可搬型ホース・接続口</u> ・ <u>ホース延長・回収車（送水車用）</u> ・ <u>原水槽</u> ・ <u>2次系純水タンク</u> ・ <u>ろ過水タンク</u> ・ <u>非常用炉心冷却設備 配管・弁</u> ・ <u>非常用炉心冷却設備（低圧注入系）配管・弁</u> ・ <u>原子炉格納容器スプレイ設備 配管・弁</u> ・ <u>給水処理設備 配管・弁</u> ・ <u>1次冷却設備</u> ・ <u>原子炉容器</u> ・ <u>燃料補給設備</u> 	<p>原水槽を水源とした可搬型大型送水ポンプ車による原子炉容器への注水</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ <u>可搬型大型送水ポンプ車</u> ・ <u>可搬型ホース・接続口</u> ・ <u>ホース延長・回収車（送水車用）</u> ・ <u>原水槽</u> ・ <u>2次系純水タンク</u> ・ <u>ろ過水タンク</u> ・ <u>非常用炉心冷却設備 配管・弁</u> ・ <u>非常用炉心冷却設備（低圧注入系）配管・弁</u> ・ <u>原子炉格納容器スプレイ設備 配管・弁</u> ・ <u>給水処理設備 配管・弁</u> ・ <u>1次冷却設備</u> ・ <u>原子炉容器</u> ・ <u>燃料補給設備</u>

下線部は、自主対策設備を示す

1.4で整備した設備	1.8で整備した設備
B-充てんポンプ（自己冷却）による発電用原子炉の冷却 <ul style="list-style-type: none"> ・ B-充てんポンプ ・ 燃料取替用水ピット ・ 再生熱交換器 ・ 非常用炉心冷却設備 配管・弁 ・ 化学体積制御設備 配管・弁 ・ 原子炉補機冷却設備（原子炉補機冷却水設備） 配管・弁 ・ 1次冷却設備 ・ 原子炉容器 ・ 常設代替交流電源設備 	B-充てんポンプ（自己冷却）による原子炉容器への注水 <ul style="list-style-type: none"> ・ B-充てんポンプ ・ 燃料取替用水ピット ・ 再生熱交換器 ・ 非常用炉心冷却設備 配管・弁 ・ 化学体積制御設備 配管・弁 ・ 原子炉補機冷却設備（原子炉補機冷却水設備） 配管・弁 ・ 1次冷却設備 ・ 原子炉容器 ・ 常設代替交流電源設備
B-格納容器スプレイポンプ（自己冷却）（RHRS-CSS連絡ライン使用）による発電用原子炉の冷却 <ul style="list-style-type: none"> ・ <u>B-格納容器スプレイポンプ</u> ・ <u>可搬型ホース</u> ・ <u>燃料取替用水ピット</u> ・ <u>B-格納容器スプレイ冷却器</u> ・ <u>非常用炉心冷却設備 配管・弁</u> ・ <u>非常用炉心冷却設備（低圧注入系）配管・弁</u> ・ <u>原子炉格納容器スプレイ設備 配管・弁</u> ・ <u>原子炉補機冷却設備（原子炉補機冷却水設備） 配管・弁</u> ・ <u>1次冷却設備</u> ・ <u>原子炉容器</u> ・ <u>常設代替交流電源設備</u> 	B-格納容器スプレイポンプ（自己冷却）（RHRS-CSS連絡ライン使用）による原子炉容器への注水 <ul style="list-style-type: none"> ・ <u>B-格納容器スプレイポンプ</u> ・ <u>可搬型ホース</u> ・ <u>燃料取替用水ピット</u> ・ <u>B-格納容器スプレイ冷却器</u> ・ <u>非常用炉心冷却設備 配管・弁</u> ・ <u>非常用炉心冷却設備（低圧注入系）配管・弁</u> ・ <u>原子炉格納容器スプレイ設備 配管・弁</u> ・ <u>原子炉補機冷却設備（原子炉補機冷却水設備） 配管・弁</u> ・ <u>1次冷却設備</u> ・ <u>原子炉容器</u> ・ <u>常設代替交流電源設備</u>
ディーゼル駆動消火ポンプによる原子炉格納容器内へのスプレイ <ul style="list-style-type: none"> ・ <u>ディーゼル駆動消火ポンプ</u> ・ <u>ろ過水タンク</u> ・ <u>可搬型ホース</u> ・ <u>火災防護設備（消火栓設備）配管・弁</u> ・ <u>給水処理設備 配管・弁</u> ・ <u>原子炉格納容器スプレイ設備 配管・弁</u> ・ <u>スプレイノズル</u> ・ <u>スプレイリング</u> ・ <u>原子炉格納容器</u> ・ <u>常設代替交流電源設備</u> 	ディーゼル駆動消火ポンプによる原子炉格納容器内への注水 <ul style="list-style-type: none"> ・ <u>ディーゼル駆動消火ポンプ</u> ・ <u>ろ過水タンク</u> ・ <u>可搬型ホース</u> ・ <u>火災防護設備（消火栓設備）配管・弁</u> ・ <u>給水処理設備 配管・弁</u> ・ <u>原子炉格納容器スプレイ設備 配管・弁</u> ・ <u>スプレイノズル</u> ・ <u>スプレイリング</u> ・ <u>原子炉格納容器</u> ・ <u>常設代替交流電源設備</u>

下線部は、自主対策設備を示す

(3) 1.9 水素爆発による原子炉格納容器破損防止

水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するためには、水素濃度を低減できる設備及び水素濃度を監視できる設備を選定する必要があるため、新たに整備した設備及び既存設備を選定する。

新たに整備した設備	既存設備	1.9で整備した設備
原子炉格納容器内水素処理装置による原子炉格納容器内の水素濃度低減 <ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器内水素処理装置 原子炉格納容器内水素処理装置温度監視装置 所内常設蓄電式直流電源設備 可搬型代替直流電源設備 	原子炉格納容器内水素処理装置による原子炉格納容器内の水素濃度低減 <ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器 	原子炉格納容器内水素処理装置による原子炉格納容器内の水素濃度低減 <ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器内水素処理装置 原子炉格納容器内水素処理装置温度監視装置 所内常設蓄電式直流電源設備 可搬型代替直流電源設備 原子炉格納容器
格納容器水素イグナイタによる原子炉格納容器内の水素濃度低減 <ul style="list-style-type: none"> 格納容器水素イグナイタ 非常用交流電源設備 常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 代替所内電気設備 格納容器水素イグナイタ温度監視装置 所内常設蓄電式直流電源設備 可搬型代替直流電源設備 	格納容器水素イグナイタによる原子炉格納容器内の水素濃度低減 <ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器 非常用交流電源設備 	格納容器水素イグナイタによる原子炉格納容器内の水素濃度低減 <ul style="list-style-type: none"> 格納容器水素イグナイタ 非常用交流電源設備 常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 代替所内電気設備 格納容器水素イグナイタ温度監視装置 所内常設蓄電式直流電源設備 可搬型代替直流電源設備 原子炉格納容器
可搬型格納容器内水素濃度計測ユニットによる原子炉格納容器内の水素濃度監視 <ul style="list-style-type: none"> 可搬型格納容器内水素濃度計測ユニット 可搬型ガスサンプル冷却器用冷却ポンプ 可搬型代替ガスサンプリング圧縮装置 可搬型大型送水ポンプ車 ホース延長・回収車（送水車用） 可搬型ホース・接続口 格納容器空気サンプルライン隔離弁操作用可搬型窒素ガスポンペ ホース・弁 常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 代替所内電気設備 所内常設蓄電式直流電源設備 燃料補給設備 	可搬型格納容器内水素濃度計測ユニットによる原子炉格納容器内の水素濃度監視 <ul style="list-style-type: none"> 格納容器雰囲気ガスサンプリング圧縮装置 格納容器雰囲気ガス試料採取設備 格納容器雰囲気ガス試料採取設備配管・弁 圧縮空気設備（制御用圧縮空気設備）配管・弁 原子炉補機冷却設備（原子炉補機冷却水設備）配管・弁 非常用取水設備 非常用交流電源設備 燃料補給設備 	可搬型格納容器内水素濃度計測ユニットによる原子炉格納容器内の水素濃度監視 <ul style="list-style-type: none"> 可搬型格納容器内水素濃度計測ユニット 可搬型ガスサンプル冷却器用冷却ポンプ 可搬型代替ガスサンプリング圧縮装置 可搬型大型送水ポンプ車 ホース延長・回収車（送水車用） 可搬型ホース・接続口 格納容器空気サンプルライン隔離弁操作用可搬型窒素ガスポンペ ホース・弁 格納容器雰囲気ガスサンプリング圧縮装置 格納容器雰囲気ガス試料採取設備 格納容器雰囲気ガス試料採取設備配管・弁 圧縮空気設備（制御用圧縮空気設備）配管・弁 原子炉補機冷却設備（原子炉補機冷却水設備）配管・弁 非常用取水設備 非常用交流電源設備 常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 代替所内電気設備 所内常設蓄電式直流電源設備 燃料補給設備

新たに整備した設備	既存設備	1.9で整備した設備
<p>ガス分析計による原子炉格納容器内の水素濃度監視</p> <ul style="list-style-type: none"> ・<u>可搬型ガスサンプル冷却器用冷却ポンプ</u> ・<u>可搬型代替ガスサンプリング圧縮装置</u> ・<u>可搬型大型送水ポンプ車</u> ・<u>ホース延長・回収車（送水車用）</u> ・<u>可搬型ホース・接続口</u> ・<u>格納容器空気サンプルライン隔離弁操作作用可搬型窒素ガスポンペ</u> ・<u>ホース・弁</u> ・<u>常設代替交流電源設備</u> ・<u>燃料補給設備</u> 	<p>ガス分析計による原子炉格納容器内の水素濃度監視</p> <ul style="list-style-type: none"> ・<u>ガス分析計</u> ・<u>格納容器雰囲気ガスサンプリング圧縮装置</u> ・<u>格納容器雰囲気ガス試料採取設備</u> ・<u>格納容器雰囲気ガス試料採取設備配管・弁</u> ・<u>圧縮空気設備（制御用圧縮空気設備）配管・弁</u> ・<u>原子炉補機冷却設備（原子炉補機冷却水設備）配管・弁</u> ・<u>非常用取水設備</u> ・<u>非常用交流電源設備</u> ・<u>燃料補給設備</u> 	<p>ガス分析計による原子炉格納容器内の水素濃度監視</p> <ul style="list-style-type: none"> ・<u>ガス分析計</u> ・<u>可搬型ガスサンプル冷却器用冷却ポンプ</u> ・<u>可搬型代替ガスサンプリング圧縮装置</u> ・<u>可搬型大型送水ポンプ車</u> ・<u>ホース延長・回収車（送水車用）</u> ・<u>可搬型ホース・接続口</u> ・<u>格納容器空気サンプルライン隔離弁操作作用可搬型窒素ガスポンペ</u> ・<u>ホース・弁</u> ・<u>格納容器雰囲気ガスサンプリング圧縮装置</u> ・<u>格納容器雰囲気ガス試料採取設備</u> ・<u>格納容器雰囲気ガス試料採取設備配管・弁</u> ・<u>圧縮空気設備（制御用圧縮空気設備）配管・弁</u> ・<u>原子炉補機冷却設備（原子炉補機冷却水設備）配管・弁</u> ・<u>非常用取水設備</u> ・<u>非常用交流電源設備</u> ・<u>常設代替交流電源設備</u> ・<u>燃料補給設備</u>

下線部は、自主対策設備を示す

(4) 1.10 水素爆発による原子炉建屋等損傷防止

水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するためには、水素を制御する設備又は水素を排出できる設備及び水素濃度を監視できる設備を選定する必要があるため、新たに整備した設備及び既存設備を選定する。

新たに整備した設備	既存設備	1.10で整備した設備
アニュラス空気浄化設備による水素排出 ・アニュラス全量排気弁等 ¹⁾ 操作作用可搬型窒素ガスポンベ ・ホース・弁 ・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替交流電源設備 ・代替所内電気設備 ・所内常設蓄電式直流電源設備	アニュラス空気浄化設備による水素排出 ・アニュラス空気浄化ファン ・アニュラス空気浄化フィルタユニット ・排気筒 ・アニュラス空気浄化設備ダクト・ダンパ・弁 ・圧縮空気設備（制御用圧縮空気設備）配管・弁 ・非常用交流電源設備	アニュラス空気浄化設備による水素排出 ・アニュラス空気浄化ファン ・アニュラス空気浄化フィルタユニット ・アニュラス全量排気弁等 ¹⁾ 操作作用可搬型窒素ガスポンベ ・ホース・弁 ・排気筒 ・アニュラス空気浄化設備ダクト・ダンパ・弁 ・圧縮空気設備（制御用圧縮空気設備）配管・弁 ・非常用交流電源設備 ・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替交流電源設備 ・代替所内電気設備 ・所内常設蓄電式直流電源設備
アニュラス部の水素濃度監視 ・可搬型アニュラス水素濃度計測ユニット ・ホース・弁 ・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替交流電源設備 ・代替所内電気設備	アニュラス部の水素濃度監視 ・ <u>アニュラス水素濃度</u> ・試料採取設備 配管・弁 ・非常用交流電源設備	アニュラス部の水素濃度監視 ・可搬型アニュラス水素濃度計測ユニット ・ <u>アニュラス水素濃度</u> ・試料採取設備 配管・弁 ・ホース・弁 ・非常用交流電源設備 ・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替交流電源設備 ・代替所内電気設備

下線部は、自主対策設備を示す

(5) 1.12 発電所外への放射性物質の拡散抑制

発電所外への放射性物質の拡散を抑制するためには、大気への放射性物質の拡散抑制、海洋への放射性物質の拡散抑制を行う必要があるため、新たに整備した設備及び既存設備を選定する。

また、原子炉建屋周辺における航空機衝突による航空機燃料火災が発生した場合は、消火を行う必要があるため、新たに整備した設備及び既存設備を選定する。

新たに整備した設備	既存設備	1.12で整備した設備
大気への放射性物質の拡散抑制 <ul style="list-style-type: none"> ・可搬型大容量海水送水ポンプ車 ・放水砲 ・可搬型大型送水ポンプ車 ・可搬型ホース ・ホース延長・回収車（送水車用） ・可搬型スプレイノズル ・燃料補給設備 ・<u>代替給水ピット</u> 	大気への放射性物質の拡散抑制 <ul style="list-style-type: none"> ・非常用取水設備 ・<u>原水槽</u> ・<u>2次系純水タンク</u> ・<u>ろ過水タンク</u> 	大気への放射性物質の拡散抑制 <ul style="list-style-type: none"> ・可搬型大容量海水送水ポンプ車 ・放水砲 ・可搬型大型送水ポンプ車 ・可搬型ホース ・ホース延長・回収車（送水車用） ・可搬型スプレイノズル ・非常用取水設備 ・燃料補給設備 ・<u>代替給水ピット</u> ・<u>原水槽</u> ・<u>2次系純水タンク</u> ・<u>ろ過水タンク</u>
大気への放射性物質の拡散抑制 <ul style="list-style-type: none"> ・<u>ガンマカメラ</u> ・<u>サーモカメラ</u> 	—	大気への放射性物質の拡散抑制 <ul style="list-style-type: none"> ・<u>ガンマカメラ</u> ・<u>サーモカメラ</u>
海洋への放射性物質の拡散抑制 <ul style="list-style-type: none"> ・集水柵シルトフェンス ・<u>放射性物質吸着剤</u> ・<u>荷揚場シルトフェンス</u> 	—	海洋への放射性物質の拡散抑制 <ul style="list-style-type: none"> ・集水柵シルトフェンス ・<u>放射性物質吸着剤</u> ・<u>荷揚場シルトフェンス</u>
初期対応における延焼防止措置 <ul style="list-style-type: none"> ・<u>可搬型大型送水ポンプ車</u> ・<u>可搬型ホース</u> ・<u>ホース延長・回収車（送水車用）</u> ・<u>代替給水ピット</u> ・<u>小型放水砲</u> ・<u>泡消火薬剤コンテナ式運搬車</u> ・<u>大規模火災用消防自動車</u> ・<u>燃料補給設備</u> 	初期対応における延焼防止措置 <ul style="list-style-type: none"> ・<u>消防ホース</u> ・<u>原水槽</u> ・<u>2次系純水タンク</u> ・<u>ろ過水タンク</u> ・<u>屋外消火栓</u> ・<u>防火水槽</u> ・<u>化学消防自動車</u> ・<u>水槽付消防ポンプ自動車</u> ・<u>資機材運搬用車両（泡消火薬剤）</u> ・<u>非常用取水設備</u> ・<u>燃料補給設備</u> 	初期対応における延焼防止措置 <ul style="list-style-type: none"> ・<u>可搬型大型送水ポンプ車</u> ・<u>可搬型ホース</u> ・<u>ホース延長・回収車（送水車用）</u> ・<u>消防ホース</u> ・<u>代替給水ピット</u> ・<u>原水槽</u> ・<u>2次系純水タンク</u> ・<u>ろ過水タンク</u> ・<u>屋外消火栓</u> ・<u>防火水槽</u> ・<u>化学消防自動車</u> ・<u>水槽付消防ポンプ自動車</u> ・<u>小型放水砲</u> ・<u>資機材運搬用車両（泡消火薬剤）</u> ・<u>泡消火薬剤コンテナ式運搬車</u> ・<u>大規模火災用消防自動車</u> ・<u>非常用取水設備</u> ・<u>燃料補給設備</u>
航空機燃料火災への泡消火 <ul style="list-style-type: none"> ・可搬型大容量海水送水ポンプ車 ・可搬型ホース ・放水砲 ・泡混合設備 ・燃料補給設備 	航空機燃料火災への泡消火 <ul style="list-style-type: none"> ・非常用取水設備 	航空機燃料火災への泡消火 <ul style="list-style-type: none"> ・可搬型大容量海水送水ポンプ車 ・可搬型ホース ・放水砲 ・泡混合設備 ・非常用取水設備 ・燃料補給設備

下線部は、自主対策設備を示す

(6) 1.16 中央制御室の居住性

重大事故が発生した場合においても運転員が中央制御室にとどまるために必要な設備を選定する必要があるため、新たに整備した設備及び既存設備を選定する。

新たに整備した設備	既存設備	1.16で整備した設備
<p>居住性の確保</p> <ul style="list-style-type: none"> ・可搬型照明 (SA) ・酸素濃度・二酸化炭素濃度計 ・常設代替交流電源設備 ・所内常設蓄電式直流電源設備 ・全面マスク^{※1} ・可搬型照明 	<p>居住性の確保</p> <ul style="list-style-type: none"> ・中央制御室遮へい ・中央制御室非常用循環ファン ・中央制御室給気ファン ・中央制御室循環ファン ・中央制御室給気ユニット ・中央制御室非常用循環フィルタユニット ・中央制御室空調装置ダクト・ダンパ ・無停電運転保安灯 ・非常用交流電源設備 ・所内常設蓄電式直流電源設備 	<p>居住性の確保</p> <ul style="list-style-type: none"> ・中央制御室遮へい ・中央制御室非常用循環ファン ・中央制御室給気ファン ・中央制御室循環ファン ・中央制御室給気ユニット ・中央制御室非常用循環フィルタユニット ・中央制御室空調装置ダクト・ダンパ ・無停電運転保安灯 ・可搬型照明 (SA) ・酸素濃度・二酸化炭素濃度計 ・常設代替交流電源設備 ・非常用交流電源設備 ・所内常設蓄電式直流電源設備 ・全面マスク^{※1} ・可搬型照明
<p>汚染の持ち込み防止</p> <ul style="list-style-type: none"> ・可搬型照明 (SA) ・常設代替交流電源設備 ・防護具及びチェンジングエリア用資機材^{※1} 	<p>汚染の持ち込み防止</p> <ul style="list-style-type: none"> ・無停電運転保安灯 	<p>汚染の持ち込み防止</p> <ul style="list-style-type: none"> ・無停電運転保安灯 ・可搬型照明 (SA) ・常設代替交流電源設備 ・防護具及びチェンジングエリア用資機材^{※1}
<p>放射性物質の濃度低減</p> <ul style="list-style-type: none"> ・アニュラス全量排気弁等^{※1}操作作用可搬型窒素ガスポンペ ・ホース・弁 ・常設代替交流電源設備 ・所内常設蓄電式直流電源設備 	<p>放射性物質の濃度低減</p> <ul style="list-style-type: none"> ・アニュラス空気浄化ファン ・アニュラス空気浄化フィルタユニット ・排気筒 ・アニュラス空気浄化設備ダクト・ダンパ・弁 ・圧縮空気設備 (制御用圧縮空気設備) 配管・弁 ・非常用交流電源設備 ・所内常設蓄電式直流電源設備 	<p>放射性物質の濃度低減</p> <ul style="list-style-type: none"> ・アニュラス空気浄化ファン ・アニュラス空気浄化フィルタユニット ・アニュラス全量排気弁等^{※1}操作作用可搬型窒素ガスポンペ ・ホース・弁 ・排気筒 ・アニュラス空気浄化設備ダクト・ダンパ・弁 ・圧縮空気設備 (制御用圧縮空気設備) 配管・弁 ・常設代替交流電源設備 ・非常用交流電源設備 ・所内常設蓄電式直流電源設備

※1: 「全面マスク」及び「防護具及びチェンジングエリア用資機材」は資機材であるため重大事故等対処設備としない。

(7) 1.17 監視測定

重大事故等が発生した場合でも、発電所及びその周辺において、発電用原子炉施設から放出される放射性物質の濃度及び放射線量を監視し、及び測定し、並びにその結果を記録する必要があるため、新たに整備した設備及び既存設備を選定する。

また、発電所において風向、風速その他の気象条件を測定し、及びその結果を記録する必要があるため、新たに整備した設備及び既存設備を選定する。

新たに整備した設備	既存設備	1.17で整備した設備
放射線量の測定 ・可搬型モニタリングポスト ・可搬型モニタリングポスト監視用 端末 ・電離箱サーベイメータ	放射線量の測定 ・ <u>モニタリングポスト</u> ・ <u>モニタリングステーション</u>	放射線量の測定 ・ <u>モニタリングポスト</u> ・ <u>モニタリングステーション</u> ・可搬型モニタリングポスト ・可搬型モニタリングポスト監視用 端末 ・電離箱サーベイメータ
放射線量の代替測定 ・可搬型モニタリングポスト ・可搬型モニタリングポスト監視用 端末	—	放射線量の代替測定 ・可搬型モニタリングポスト ・可搬型モニタリングポスト監視用 端末
—	空気中の放射性物質の濃度の測定 ・ <u>放射能観測車</u> (<u>ダスト・よう素サンブラ</u> 、 <u>ダス ト測定装置及びよう素測定装 置</u>)	空気中の放射性物質の濃度の測定 ・ <u>放射能観測車</u> (<u>ダスト・よう素サンブラ</u> 、 <u>ダス ト測定装置及びよう素測定装 置</u>)
空気中の放射性物質の濃度の代替測定 ・放射能測定装置 (可搬型ダスト・よう素サンブ ラ、GM汚染サーベイメータ及び NaI(Tl)シンチレーションサー ベイメータ)	—	空気中の放射性物質の濃度の代替測定 ・放射能測定装置 (可搬型ダスト・よう素サンブ ラ、GM汚染サーベイメータ及び NaI(Tl)シンチレーションサー ベイメータ)
—	気象観測項目の測定 ・ <u>気象観測設備</u>	気象観測項目の測定 ・ <u>気象観測設備</u>
気象観測項目の代替測定 ・可搬型気象観測設備 ・可搬型気象観測設備監視用端末	—	気象観測項目の代替測定 ・可搬型気象観測設備 ・可搬型気象観測設備監視用端末
緊急時対策所付近の気象観測項目の測 定 ・可搬型気象観測設備 ・可搬型気象観測設備監視用端末	—	緊急時対策所付近の気象観測項目の測 定 ・可搬型気象観測設備 ・可搬型気象観測設備監視用端末
放射性物質濃度（空气中、水中、土壌 中）の測定 ・放射能測定装置 (可搬型ダスト・よう素サンブ ラ、GM汚染サーベイメータ、 NaI(Tl)シンチレーションサー ベイメータ、β線サーベイメー タ及びα線シンチレーション サーベイメータ)	放射性物質濃度（空气中、水中、土壌 中）の測定 ・ <u>Ge半導体測定装置</u> ・ <u>可搬型Ge半導体測定装置</u> ・ <u>ZnSシンチレーション計測装置</u> ・ <u>GM計数装置</u>	放射性物質濃度（空气中、水中、土壌 中）の測定 ・放射能測定装置 (可搬型ダスト・よう素サンブ ラ、GM汚染サーベイメータ、 NaI(Tl)シンチレーションサー ベイメータ、β線サーベイメー タ及びα線シンチレーション サーベイメータ) ・ <u>Ge半導体測定装置</u> ・ <u>可搬型Ge半導体測定装置</u> ・ <u>ZnSシンチレーション計数装置</u> ・ <u>GM計数装置</u>

下線部は、自主対策設備を示す

新たに整備した設備	既存設備	1.17で整備した設備
海上モニタリング ・小型船舶 ・電離箱サーベイメータ ・放射能測定装置 (可搬型ダスト・よう素サンプラ, GM汚染サーベイメータ, NaI(TI)シンチレーションサーベイメータ, β線サーベイメータ及びα線シンチレーションサーベイメータ)	—	海上モニタリング ・小型船舶 ・電離箱サーベイメータ ・放射能測定装置 (可搬型ダスト・よう素サンプラ, GM汚染サーベイメータ, NaI(TI)シンチレーションサーベイメータ, β線サーベイメータ及びα線シンチレーションサーベイメータ)
—	バックグラウンドの低減対策 ・検出器保護カバー ^{※2} ・養生シート ^{※2} ・遮蔽材 ^{※2}	バックグラウンドの低減対策 ・検出器保護カバー ・養生シート ・遮蔽材
—	モニタリングポスト, モニタリングステーションの代替電源 ・無停電電源装置 ・非常用発電機	モニタリングポスト, モニタリングステーションの代替電源 ・無停電電源装置 ・非常用発電機
モニタリングポスト, モニタリングステーションの代替交流電源からの給電 ・常設代替交流電源設備	—	モニタリングポスト, モニタリングステーションの代替交流電源からの給電 ・常設代替交流電源設備

下線部は、自主対策設備を示す

※2: バックグラウンドの低減対策に用いる資機材と位置付ける。

(8) 1.19 通信連絡

重大事故等が発生した場合において、発電所の内外の通信連絡をする必要がある場所と通信連絡を行う必要があるため、新たに整備した設備及び既存設備を選定する。

新たに整備した設備	既存設備	1.19で整備した設備
発電所内の通信連絡設備 <ul style="list-style-type: none"> ・衛星電話設備（固定型） ・衛星電話設備（携帯型） ・無線連絡設備（固定型） ・無線連絡設備（携帯型） ・携行型通話装置 ・テレビ会議システム（指揮所・待機所間） ・インターフォン ・データ伝送設備（発電所内） ・無線連絡設備（屋外アンテナ） ・衛星電話設備（屋外アンテナ） ・無線通信装置 ・有線（建屋内） 	発電所内の通信連絡設備 <ul style="list-style-type: none"> ・データ伝送設備（発電所内） ・<u>運転指令設備（警報装置含む。）</u> ・<u>電力保安通信用電話設備</u> ・<u>移動無線設備</u> 	発電所内の通信連絡設備 <ul style="list-style-type: none"> ・衛星電話設備（固定型） ・衛星電話設備（携帯型） ・無線連絡設備（固定型） ・無線連絡設備（携帯型） ・携行型通話装置 ・テレビ会議システム（指揮所・待機所間） ・インターフォン ・データ伝送設備（発電所内） ・無線連絡設備（屋外アンテナ） ・衛星電話設備（屋外アンテナ） ・無線通信装置 ・有線（建屋内） ・<u>運転指令設備（警報装置含む。）</u> ・<u>電力保安通信用電話設備</u> ・<u>移動無線設備</u>
代替電源設備からの給電の確保 <ul style="list-style-type: none"> ・緊急時対策所用代替交流電源設備 ・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替交流電源設備 	—	代替電源設備からの給電の確保 <ul style="list-style-type: none"> ・緊急時対策所用代替交流電源設備 ・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替交流電源設備
発電所外の通信連絡設備 <ul style="list-style-type: none"> ・衛星電話設備（固定型） ・衛星電話設備（FAX） ・衛星電話設備（携帯型） ・統合原子力防災ネットワークを用いた通信連絡設備（テレビ会議システム、IP電話及びIP-FAX） ・データ伝送設備（発電所外） ・衛星電話設備（屋外アンテナ） ・無線通信装置 ・衛星通信装置 ・有線（建屋内） 	発電所外の通信連絡設備 <ul style="list-style-type: none"> ・データ伝送設備（発電所外） ・<u>加入電話設備</u> ・<u>専用電話設備</u> ・<u>携帯電話</u> ・<u>電力保安通信用電話設備</u> ・<u>社内テレビ会議システム</u> 	発電所外の通信連絡設備 <ul style="list-style-type: none"> ・衛星電話設備（固定型） ・衛星電話設備（FAX） ・衛星電話設備（携帯型） ・統合原子力防災ネットワークを用いた通信連絡設備（テレビ会議システム、IP電話及びIP-FAX） ・データ伝送設備（発電所外） ・衛星電話設備（屋外アンテナ） ・無線通信装置 ・衛星通信装置 ・有線（建屋内） ・<u>加入電話設備</u> ・<u>専用電話設備</u> ・<u>携帯電話</u> ・<u>電力保安通信用電話設備</u> ・<u>社内テレビ会議システム</u>

下線部は、自主対策設備を示す

泊発電所3号炉審査資料	
資料番号	SAT108 r.7.0
提出年月日	令和5年5月31日

泊発電所3号炉

「実用発電用原子炉に係る発電用原子炉設置者の
重大事故の発生及び拡大の防止に必要な措置を
実施するために必要な技術的能力に係る審査基準」
に係る適合状況説明資料

1.8 原子炉格納容器下部の溶融炉心を 冷却するための手順等

令和5年5月
北海道電力株式会社

枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

1.8 原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等

< 目 次 >

1.8.1 対応手段と設備の選定

(1) 対応手段と設備の選定の考え方

(2) 対応手段と設備の選定の結果

a. 原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却のための対応手段及び設備

(a) 交流動力電源及び原子炉補機冷却機能健全時の対応手段及び設備

i. 原子炉格納容器下部への注水

ii. 重大事故等対処設備と自主対策設備

(b) 全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能喪失時の対応手段及び設備

i. 原子炉格納容器下部への注水

ii. 重大事故等対処設備と自主対策設備

b. 溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下遅延・防止のための対応手段及び設備

(a) 交流動力電源及び原子炉補機冷却機能健全時の対応手段及び設備

i. 原子炉容器への注水

ii. 重大事故等対処設備と自主対策設備

(b) 全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能喪失時の対応手段及び設備

- i. 原子炉容器への注水
- ii. 重大事故等対処設備と自主対策設備

c. 手順等

1.8.2 重大事故等時の手順

1.8.2.1 原子炉格納容器下部に落下した熔融炉心の冷却のための対応手順

(1) 交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が健全である場合の手順

a. 原子炉格納容器下部への注水

(a) 格納容器スプレイポンプによる原子炉格納容器下部への注水

(b) 代替格納容器スプレイポンプによる原子炉格納容器下部への注水

(c) 電動機駆動消火ポンプ又はディーゼル駆動消火ポンプによる原子炉格納容器下部への注水

(d) 海水を用いた可搬型大型送水ポンプ車による原子炉格納容器下部への注水

(e) 代替給水ピットを水源とした可搬型大型送水ポンプ車による原子炉格納容器下部への注水

(f) 原水槽を水源とした可搬型大型送水ポンプ車による原子炉格納容器下部への注水

(2) 全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能喪失時の手順

a. 原子炉格納容器下部への注水

(a) 代替格納容器スプレイポンプによる原子炉格納容器下部への注水

(b) B-格納容器スプレイポンプ（自己冷却）による原子炉格納容器下部への注水

(c) ディーゼル駆動消火ポンプによる原子炉格納容器下部への注水

水

(d) 海水を用いた可搬型大型送水ポンプ車による原子炉格納容器下部への注水

(e) 代替給水ピットを水源とした可搬型大型送水ポンプ車による原子炉格納容器下部への注水

(f) 原水槽を水源とした可搬型大型送水ポンプ車による原子炉格納容器下部への注水

1.8.2.2 溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下遅延・防止のための対応手順

(1) 交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が健全である場合の手順

a. 原子炉容器への注水

(a) 高圧注入ポンプ又は余熱除去ポンプによる原子炉容器への注水

(b) 充てんポンプによる原子炉容器への注水

(c) B-格納容器スプレイポンプ（RHRS-CSS 連絡ライン使用）による原子炉容器への注水

(d) 代替格納容器スプレイポンプによる原子炉容器への注水

(e) 電動機駆動消火ポンプ又はディーゼル駆動消火ポンプによる原子炉容器への注水

(f) 海水を用いた可搬型大型送水ポンプ車による原子炉容器への注水

(g) 代替給水ピットを水源とした可搬型大型送水ポンプ車による原子炉容器への注水

(h) 原水槽を水源とした可搬型大型送水ポンプ車による原子炉容器への注水

(2) 全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能喪失時の手順

a. 原子炉容器への注水

- (a) 代替格納容器スプレイポンプによる原子炉容器への注水
- (b) B-充てんポンプ（自己冷却）による原子炉容器への注水
- (c) B-格納容器スプレイポンプ（自己冷却）（RHRS-CSS 連絡ライン使用）による原子炉容器への注水
- (d) ディーゼル駆動消火ポンプによる原子炉容器への注水
- (e) 海水を用いた可搬型大型送水ポンプ車による原子炉容器への注水
- (f) 代替給水ピットを水源とした可搬型大型送水ポンプ車による原子炉容器への注水
- (g) 原水槽を水源とした可搬型大型送水ポンプ車による原子炉容器への注水

1.8.2.3 その他の手順項目について考慮する手順

1.8.2.4 重大事故等時の対応手段の選択

添付資料 1.8.1 審査基準，基準規則と対処設備との対応表

添付資料 1.8.2 対応手段として選定した設備の電源構成図

添付資料 1.8.3 自主対策設備仕様

添付資料 1.8.4 炉心損傷時における原子炉格納容器破損防止等操作について

添付資料 1.8.5 原子炉容器及び原子炉格納容器内への注水時における原子炉格納容器内の水位及び注水量の管理について

添付資料 1.8.6 熔融炉心冷却における原子炉下部キャビティ注水停止操作について

添付資料 1.8.7 代替格納容器スプレイポンプによる原子炉格納容器下部への注水

添付資料 1.8.8 電動機駆動消火ポンプ又はディーゼル駆動消火ポンプによ

る原子炉格納容器下部への注水

- 添付資料 1.8.9 海水を用いた可搬型大型送水ポンプ車による原子炉格納容器下部への注水
- 添付資料 1.8.10 代替給水ピットを水源とした可搬型大型送水ポンプ車による原子炉格納容器下部への注水
- 添付資料 1.8.11 原水槽を水源とした可搬型大型送水ポンプ車による原子炉格納容器下部への注水
- 添付資料 1.8.12 B 一格納容器スプレイポンプ（自己冷却）による原子炉格納容器下部への注水
- 添付資料 1.8.13 原子炉格納容器下部への注水と原子炉容器への注水を同時に行う場合の対応設備の組み合わせについて
- 添付資料 1.8.14 設置許可本文，添付十（追補 1）への原子炉下部キャビティ注水に係る手順の記載方針について
- 添付資料 1.8.15 全交流動力電源喪失を想定した場合における代替格納容器スプレイポンプによる原子炉格納容器下部への注水について
- 添付資料 1.8.16 解釈一覧
1. 判断基準の解釈一覧
 2. 弁番号及び弁名称一覧